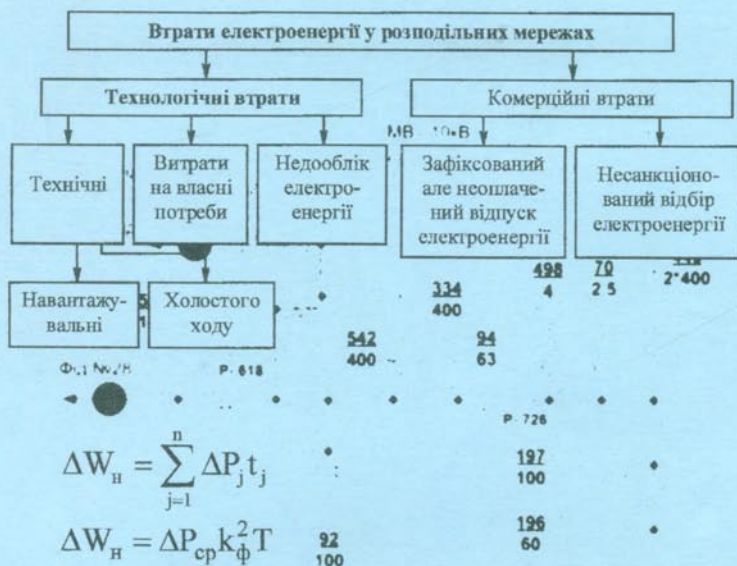


ВИЗНАЧЕННЯ ТА АНАЛІЗ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ



Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет

П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, К.І. Кравцов

**ВИЗНАЧЕННЯ ТА АНАЛІЗ ВТРАТ
ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ
В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ**

Затверджено Вченою радою Вінницького національного технічного університету як навчальний посібник для студентів електроенергетичних спеціальностей. Протокол №8 від 2 березня 2006 р.

Вінниця ВНТУ 2006

Рецензенти:

В.М. Кутін, доктор технічних наук, професор

Б.С. Рогальський, доктор технічних наук, професор

В.І. Нагул, кандидат технічних наук, доцент

Рекомендовано до видання Вченою радою Вінницького національного технічного університету Міністерства освіти і науки України

Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Кравцов К.І.

Л 40 **Визначення та аналіз втрат електроенергії в розподільних мережах.** Навчальний посібник. - Вінниця: ВНТУ, 2006. – 89 с.

В посібнику подана характеристика втрат електроенергії в електричних мережах як об'єкту управління. Розглядаються задачі визначення втрат електроенергії і методи їх розрахунків. Наводиться алгоритм поелементних розрахунків втрат електроенергії і розглядаються різні варіанти використання програми ВТРАТИ-110-0.4 залежно від інформаційного забезпечення. Результати розрахунків втрат електроенергії призначені для планування заходів щодо їх зменшення.

Посібник призначений для студентів вузів електроенергетичних спеціальностей.

УДК 621.311.017 (083)

ЗМІСТ

ВСТУП	5
1 Втрати електроенергії в електричних мережах як об'єкт управління.....	6
1.1 Загальна характеристика втрат електроенергії в електричних мережах	6
1.2 Задачі зменшення втрат в електричних мережах	8
1.3 Види розрахунків втрат електроенергії	9
1.4 Вірогідність розрахункових значень втрат електроенергії в ЕМ	12
1.5 Втрати електроенергії, які пов'язані з неточністю обліку.....	13
2 Визначення втрат потужності та електроенергії в розподільних мережах	16
2.1 Методи розрахунку втрат потужності та електроенергії в розподільних мережах.....	16
2.2 Визначення числових характеристик навантаження для обчислення втрат електроенергії.....	18
2.3 Визначення втрат в електричних мережах 0.4 кВ	19
2.4 Оцінка втрат напруги в лініях 0.4 кВ за втратами потужності в них.....	21
3 Формування вихідних даних для визначення втрат електроенергії за допомогою програми ВТРАТИ-10/0.4	23
3.1 Системні вимоги	23
3.2 Встановлення програми	23
3.3 Підготовка бази даних трансформаторів 10/0.4 кВ.....	23
3.4 Підготовка бази даних проводів ЛЕП.....	26
3.5 Підготовка бази даних регуляторів (РПН та ПБВ) трансформаторів.....	29
4 Формування розрахункової схеми електричної мережі та введення вхідних даних	31
4.1 Загальні вимоги	31
4.2 Дані про трансформаторні підстанції 110/10 кВ	33
4.3 Дані про фідери підстанцій 110/10 кВ	34
4.3.1 Загальна інформація	34
4.3.2. Схема фідера.....	35
4.4 Введення графіка навантаження підстанцій 110/10 кВ	42
4.4.1. Ручне введення графіка навантажень	43
4.4.2. Імпорт графіка навантажень із зовнішнього файлу	44
4.4.3. Формування графіка комутацій.....	45
4.5 Введення та редагування інформації про мережу 0.4 кВ	47
5 Виконання розрахунків	51
5.1 Діагностика початкових даних.....	51
5.2 Розрахунок втрат потужності та електроенергії за заданим часом втрат.....	52
5.3 Розрахунок втрат електроенергії за заданим графіком	

навантаження.....	54
5.4 Аналіз ефективності компенсації реактивної потужності.....	56
5.4.1 Електричні мережі 10(6) кВ.....	56
5.4.2 Електричні мережі 0.4 кВ.....	58
6 Аналіз результатів визначення втрат потужності та електроенергії.....	61
6.1 Засоби аналізу показників якості експлуатації розподільних мереж.....	62
6.2 Приклад застосування засобів аналізу показників якості експлуатації розподільних мереж.....	64
7 Аналіз чутливості втрат електроенергії в розподільних мережах та оцінка вірогідності результатів розрахунку.....	66
7.1 Аналіз чутливості втрат електроенергії до зміни навантаження.....	66
7.2 Аналіз чутливості втрат електроенергії до характеру розподілу навантаження.....	68
7.3 Аналіз вірогідності результатів визначення втрат електроенергії в ЕМ 10(6)/0.4 кВ.....	71
Література.....	74
Додаток А Приклад визначення еквівалентного опору мережі 0.4 кВ.....	75
Додаток Б Повідомлення про помилки та попередження, які виникають під час роботи з програмою та шляхи їх усунення.....	77

ВСТУП

У нових економічних умовах через обмеженість енергоресурсів в Україні, а також приватизації окремих енергетичних об'єктів втрати електроенергії перетворилися зі звичайного звітного показника у один з важелів керування економічною ефективністю роботи підприємств енергетичної галузі. Серед об'єктів, де спостерігаються надмірні втрати потужності та електроенергії, розподільні електричні мережі раніше не привертали особливої уваги. Важливішим в них було забезпечення необхідного рівня надійності електропостачання споживачів. До того ж дані мережі конструктивно не пристосовані до оптимального керування, оскільки не мали ні засобів телеінформації про параметри поточного режиму, ні засобів керування останніми.

Рівень енергоспоживання, ощадливе використання електроенергії на сьогодні є одним з визначальних факторів в економіці будь-якої країни. Надто країни, де наявний гострий дефіцит енергоносіїв. Підвищений рівень втрат електроенергії при її транспортуванні та розподілі зумовлений цілою низкою причин. Сучасні електричні мережі в нашій країні характеризуються:

- великою проектною густиною струму, що складає приблизно 1 А/мм^2 проти $0.4\text{--}0.6 \text{ А/мм}^2$ в енергетично розвинених країнах Заходу;
- високим рівнем неоднорідності, оскільки даний параметр практично не враховувався в нормах проектування;
- низьким рівнем компенсації реактивної потужності приблизно 0.3 кВАр/кВт встановленої потужності проти $0.8\text{--}1.0 \text{ кВАр/кВт}$ в США та Канаді;
- недостатньо ефективним використанням трансформаторів з РПН, так РПН в автоматичному режимі практично не використовуються, тоді як збільшення вартості трансформатора за рахунок наявності РПН складає $30\text{--}40\%$.

В результаті втрати електроенергії при її транспортуванні та розподіленні сягають $15\text{--}16\%$. Причини підвищення втрат електроенергії викликають також зниження її якості. Практично в електричних мережах не дотримуються норми ДЕСТ на напругу та частоту, що в свою чергу призводить до великих збитків.

Таким чином постала нагальна необхідність у запровадженні енергозберігаючих заходів саме в розподільних мережах. Проведення і оцінка ефективності енергозберігаючих заходів є однією з задач автоматизованої системи контролю та обліку електроспоживання (АСКОЕ), які зараз активно впроваджуються в електричних мережах енергосистем.

1 ВТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ЯК ОБ'ЄКТ УПРАВЛІННЯ

1.1 Загальна характеристика втрат електроенергії в електричних мережах

Призначенням розподільчих електричних мереж є транспортування електричної енергії, отриманої від розподільчих пунктів енергосистеми, і розподіл її між пунктами споживання (див. рис. 1.1). Цей процес супроводжується втратами частини електроенергії в електричних мережах, які визначаються:

$$\Delta W = W_{\text{надх}} - W_{\text{відп}}, \quad (1.1)$$

де $W_{\text{надх}}$ – електроенергія, яка надійшла в електричну мережу з енергосистеми і яку необхідно розподілити між споживачами;

$W_{\text{відп}}$ – електроенергія, яка відпущена споживачам.

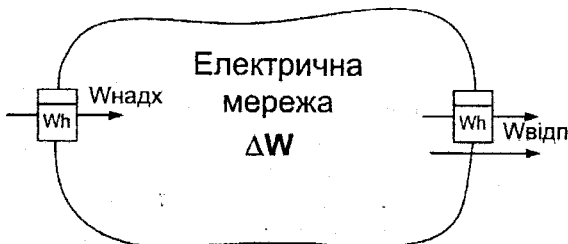


Рисунок 1.1 - Баланс електроенергії в електричних мережах

Втрати електроенергії можна умовно поділити на технологічні та комерційні [2]. Структура їх подана на рис. 1.2. Технологічні втрати обумовлені технологією виробничого процесу передавання електроенергії мережами та обліку її надходження і відпуску. Комерційні втрати є різницею між фактичними втратами і розрахованими технологічними втратами. Тобто, втрати можна записати як

$$\Delta W = \Delta W_{\text{техн}} + \Delta W_{\text{ком}} = \Delta W_{\text{т}} + \Delta W_{\text{вп}} + \Delta W_{\text{обл}} + \Delta W_{\text{ком}}, \quad (1.2)$$

де $\Delta W_{\text{техн}} = \Delta W_{\text{т}} + \Delta W_{\text{вп}} + \Delta W_{\text{обл}}$ – технологічні втрати, які складаються з технічних втрат в елементах мережі $\Delta W_{\text{т}}$, витрат електроенергії на власні потреби підстанцій $\Delta W_{\text{вп}}$, електроенергія, недооблік якої обумовлений інструментальними похибками її вимірювання $\Delta W_{\text{обл}}$;

$\Delta W_{\text{ком}}$ – комерційні втрати.

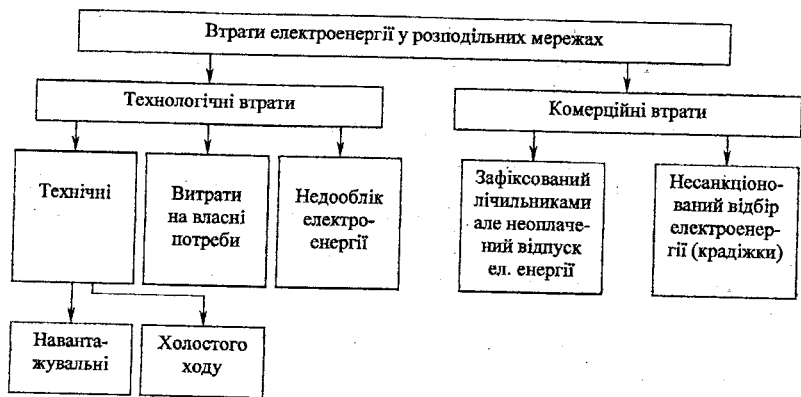


Рисунок 1.2 - Структура втрат у розподільних мережах

Технічні втрати ΔW_T - це втрати в лініях електропередачі (ЛЕП), трансформаторах, реакторах та іншому електрообладнанні. Вони мають фізичну природу і складаються з навантажувальних втрат, які залежать від значення навантаження, і втрат холостого ходу, які не залежать від навантаження. Перша складова пов'язана з нагріванням струмопровідних частин елементів електричних мереж, друга - з нагріванням магнітопроводів та коронним розрядом.

Витрати на власні потреби $\Delta W_{\text{вп}}$ - це електроенергія, яка витрачається на забезпечення нормального функціонування підстанції і розподільчих пунктів (освітлення, вентиляція, обігрів, ремонт, живлення оперативних кіл тощо).

Втрати електроенергії в електричній мережі через недооблік електроенергії $\Delta W_{\text{обл}}$ можуть виникати через систематичні похибки лічильників та вимірювальних трансформаторів. Особливо це стосується трансформаторів струму, які при струмі в первинній обмотці, меншому за номінальний, працюють не в своєму класі точності і вносять похибку у вимірювання відпущеної електроенергії, яка може сягати до 2-3%.

Комерційні втрати є різницею між фактичними втратами і розрахованими технологічними втратами:

$$\Delta W_{\text{ком}} = (W_{\text{надх}} - W_{\text{відп}}) - \Delta W_{\text{техн}} \quad (1.3)$$

Комерційні втрати складаються з двох складових, які відрізняються за своєю суттю. В обох випадках це спожита, але не оплачена електроенергія. В першому випадку спожита електроенергія зафіксована на лічильниках і споживач з часом може за неї розрахуватися. З врахуванням пені за несвоєчасну проплату, витрати електричної мережі на цю електроенергію можуть бути компенсовані. Інша справа з електроенергією, яка спожита несанкціоновано і яка не зафіксована на лічильниках.

Економічно обгрунтовані (оптимальні) технічні втрати $\Delta W_{T,0}$ є різни-

цею між їхнім фактичним значенням ΔW_T і зниженням втрат δW_0 , що може бути досягнуто за рахунок упровадження спеціальних заходів:

$$\Delta W_{T,0} = \Delta W_T - \delta W_0. \quad (1.4)$$

Оптимальні втрати $\Delta W_{T,0}$ не є постійною величиною, яку можна визначити один раз і потім використовувати. Визначені на стадії розробки схеми розвитку енергосистеми відповідають прогнозованим навантаженням, на базі яких виконуються всі проектні розрахунки. Реальні навантаження в умовах експлуатації будуть відрізнятися від розрахункових, тому значення $\Delta W_{T,0}$, визначене для поточного розрахункового періоду часу, буде відрізнятися від його значення, визначеного на стадії проектування. Крім того, ріст навантажень по роках буде призводити до зміни величини ΔW_T , а отже, і $\Delta W_{T,0}$. Тому оптимальні втрати можуть бути подані у вигляді ряду значень, кожне з яких відповідає своєму розрахунковому періоду. Весь ряд цих значень повинний корегуватися в міру уточнення даних про навантаження і схеми на перспективу.

1.2 Задачі зменшення втрат в електричних мережах

Вирішення проблеми зниження втрат електроенергії вимагає попереднього їх всебічного аналізу та структурування з метою знаходження першопричин і визначення найбільш ефективних напрямків виходу з ситуації, що склалася. Враховуючи сутність комерційних втрат пряме їх визначення, навіть приблизне, є неможливим або пов'язане зі значними капіталовкладеннями. З іншого боку, технологічні втрати, за відповідного інформаційного забезпечення, можуть бути визначені достатньо точно, а це дає змогу опосередковано аналізувати і комерційну складову втрат. Крім того, наявність інформації про поточні значення втрат потужності в електричних мережах надає можливість розв'язання ряду інших експлуатаційних задач. Наприклад, за допомогою відповідного програмного забезпечення з'являється можливість фіксувати появу та локалізувати місця виникнення однофазних к.з., що є серйозною проблемою, особливо для кабельних мереж.

В зв'язку з необхідністю керувати значенням втрат електроенергії в електричних мережах виникають задачі, які відрізняються шляхами і засобами досягнення кінцевої мети. Вирізняються такі основні дві задачі (див. рис. 1.3).

Перша – це обґрунтування допустимого значення втрат електроенергії для даної мережі за звітний період для того, щоб закласти в тариф вартість цих втрат, запланувати виробництво відповідної кількості енергії на електростанціях (підготувати потужності генерування та запаси палива тощо) для покриття цих втрат, мати можливість контролювати значення втрат і через економічні механізми впливати на них. В рамках цієї задачі визначаються планові (перед звітним періодом) і фактичні (після завершення

звітного періоду) значення втрат. Тут враховується, що втрати залежать від низки факторів. До них відносяться: структура електричної мережі (напряга, довжина ліній електропередачі, перерізи проводів, кількість трансформаторів і їх потужність, особливості топології та ін.), запланована (спожита) кількість електроенергії, метеорологічні умови тощо.

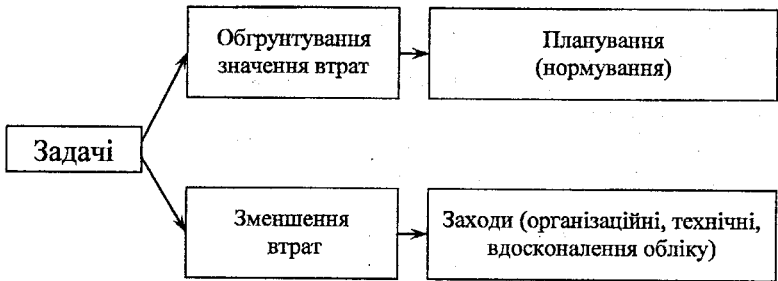


Рисунок 1.3 – Задачі визначення втрат електроенергії

Інша задача – це визначення та аналіз втрат електроенергії для розроблення заходів щодо їх зменшення. Особливістю цієї задачі є те, що для розроблення організаційних і технічних електроощадних заходів, а також заходів, пов'язаних з вдосконаленням систем обліку електроенергії, необхідне більш детальне визначення втрат електроенергії в електричних мережах (в окремих її фрагментах, під'єднаннях, трансформаторних підстанціях). В рамках цієї задачі також визначаються планові (перед обґрунтуванням електроощадних заходів) і фактичні (після практичної реалізації заходів) значення втрат.

1.3 Види розрахунків втрат електроенергії

Розрахунки втрат електроенергії підрозділяють на три види: ретроспективні, оперативні і перспективні. Ретроспективні розрахунки (визначення втрат електроенергії за минулі інтервали часу) виконують для:

- визначення структури втрат електроенергії по групах елементів електричної мережі;
- оцінки комерційних втрат електроенергії;
- виявлення елементів (груп елементів) з підвищеними втратами електроенергії і розробки заходів щодо їхнього зниження;
- визначення фактичної ефективності впроваджених заходів щодо зниження втрат електроенергії;
- складання балансів електроенергії для енергосистеми в цілому, її структурних підрозділів і підстанцій і розробки заходів щодо зниження небалансів до припустимих значень;

- визначення техніко-економічних показників енергосистеми;
- проведення фінансових розрахунків зі споживачами й іншими енергосистемами за втрати електроенергії в лініях і трансформаторах, які не враховані лічильниками електроенергії.

Оперативні розрахунки (визначення втрат електроенергії за поточні інтервали часу) виконують для:

- контролю за поточними значеннями втрат електроенергії і їхньою зміною в часі;
- оперативного корегування режимів і схеми електричної мережі з метою мінімізації втрат електроенергії;
- складання балансів потужності по енергосистемі в цілому, її структурних підрозділах і підстанціях з метою контролю за дотриманням лімітів за потужністю;
- визначення очікуваних втрат електроенергії на кінець місяця, кварталу, року;
- формування бази даних, використовуваних при прогнозуванні втрат електроенергії.

Перспективні розрахунки (визначення очікуваних втрат електроенергії для розрахункових інтервалів часу в майбутньому) виконують для:

- визначення очікуваних втрат електроенергії на наступний і подальші звітні періоди;
- оцінки очікуваної ефективності планованих заходів щодо зниження втрат електроенергії;
- порівняння варіантів реконструкції електричних мереж.

Відповідно до особливостей схем і режимів електричних мереж, а також інформаційної забезпеченості розрахунків виділяють п'ять груп мереж, розрахунок втрат електроенергії в якій здійснюють різними методами:

- транзитні електричні мережі 220 кВ і вище (міжсистемного зв'язку), через які здійснюється обмін потужністю між енергосистемами;
- замкнуті електричні мережі 110 кВ і вище, що практично не беруть участі в обміні потужністю між енергосистемами;
- розімкнуті (радіальні) електричні мережі 35-150 кВ;
- електричні мережі 6-20 кВ;
- електричні мережі 0.4 кВ.

На підставі результатів розрахунків і звітних даних проводять аналіз втрат електроенергії з метою розв'язання таких задач:

- виявлення й оцінки резервів енергосистеми і її підприємств із зниження втрат електроенергії;
- виявлення і ранжування основних факторів, що визначають рівень втрат електроенергії;
- оцінки ефективності конкретних заходів щодо зниження втрат електроенергії і визначення черговості їх впровадження;
- визначення місць комерційних втрат електроенергії;

– оцінки результатів роботи за показником "втрати електроенергії" енергосистеми в цілому, а також окремих її підрозділів;

– підготовки й обґрунтування рішень із розвитку електричних мереж і впровадженню заходів щодо зниження втрат, які вимагають капітальних вкладень.

Основними формами аналізу втрат електроенергії є:

– складання балансів електроенергії по кожній підстанції, електростанції, підприємству електричних мереж і енергосистемі в цілому;

– порівняння розрахункових, планових і звітних втрат електроенергії за різні часові інтервали й аналіз зміни втрат по енергосистемі й окремих її підприємствах;

– аналіз зміни окремих складових втрат електроенергії з урахуванням зміни схем, режимів електричних мереж і структури відпуску електроенергії;

– порівняння звітних і планових нормованих і лімітованих складових балансу електроенергії (власні потреби, господарські і виробничі потреби);

– оцінка фактичної ефективності окремих заходів щодо зниження втрат електроенергії, а також плану заходів у цілому;

– виявлення залежності втрат електроенергії від основних факторів, що характеризують схему мережі і режими її роботи.

Під час проведення аналізу втрат електроенергії доцільно використовувати таку інформацію:

– результати розрахунків режимів електричних мереж і їхньої схеми;

– результати розрахунків втрат електроенергії і їхню структуру;

– звітні дані про втрати електроенергії в енергосистемі і її підприємствах за ряд років;

– дані про потоки електроенергії по міжсистемних лініях за ряд років;

– підсумки виконання планів заходів щодо зниження втрат електроенергії;

– проектні рішення з розвитку електричних мереж;

– матеріали, що характеризують стан і використання засобів компенсації реактивної потужності і регулювання режиму електричних мереж;

– дані про оснащення мереж споживачів електроенергії пристроями компенсації (квар/кВт) за ряд років;

– дані про стан розрахункового і технічного обліку електроенергії;

– дані про середньомісячну оплату електроенергії в розрахунку на одного побутового абонента і результати боротьби з розкраданнями електроенергії;

– дані про матеріальне стимулювання персоналу енергосистеми за зниження втрат електроенергії.

1.4 Вірогідність розрахункових значень втрат електроенергії в ЕМ

Навантажувальні втрати електроенергії в елементі трифазної мережі з опором визначають за формулою

$$\Delta W_H = 3R \int_0^T I^2(t) dt \approx 3R \Delta t \sum_{i=1}^{T/\Delta t} I_i^2, \quad (1.5)$$

де $I(t)$ – повний струм в елементі в момент часу t ;

R – активний опір елемента мережі, в якому визначаються втрати;

Δt – інтервал часу між послідовними його вимірами, якщо останні виконуються дискретно через рівні досить малі інтервали часу.

Втрати електроенергії холостого ходу визначають за формулою

$$\Delta W_X = \frac{\Delta P_X}{U_{\text{ном}}^2} \int_0^T U^2(t) dt \approx \frac{\Delta P_X}{U_{\text{ном}}^2} \Delta t \sum_{i=1}^{T/\Delta t} U_i^2, \quad (1.6)$$

де ΔP_X – втрати потужності холостого ходу при номінальній напрузі, що наводяться в паспортних даних устаткування;

U – напруга, під якою знаходиться елемент мережі.

Точне визначення втрат електроенергії за інтервал часу T можливе при відомих значеннях параметрів R та ΔP_X і функцій часу $I(t)$ та $U(t)$ на всьому інтервалі. Параметри R и ΔP_X , зазвичай, відомі, і в розрахунках їх вважають постійними. Разом з тим опір провідника залежить від його температури:

$$R_t = R_{20} [1 + 0,004(\theta - 20)], \quad (1.7)$$

де R_{20} – опір при $\theta = 20^\circ \text{C}$, і при зміні θ у діапазоні від -20 до $+90^\circ \text{C}$ (припустима температура нагрівання проводів повітряних ліній) R_t приймає значення від 84 до 120% від R_{20} .

Додаткові похибки обумовлені неточністю інформації про довжини ліній, старінням проводів і т.п.

З метою уточнення фактичних параметрів ліній доцільно проводити досліди холостого ходу і короткого замикання при виводі ліній у ремонт. Наявні зведення показують, що в ряді випадків фактичні значення активного опору й особливо активної провідності на землю (струми виток) відрізняються на 20-30% від використовуваних у розрахунку.

Викладене показує, що похибка визначення втрат електроенергії в одному елементі, викликана неточним поданням у розрахунку величини R , що вважається відомою, може бути суттєвою. Слід зазначити, що в практичних розрахунках дуже рідко опір ліній приводять до середньої температури за час T , тому що це нелегко: температура проводу залежить від його струмового навантаження, температури повітря, сонячної радіації, швидкості вітру і т.ін. Тому зазвичай в розрахунках використовують довідкові дані. У зв'язку з викладеним, інформацію про параметри електричних мереж можна вважати повною лише з певною вірогідністю.

Втрати холостого ходу, які пов'язані з втратами в магнітопроводах електричних апаратів, також не залишаються постійними на протязі їх експлуатації. Через зміну структури матеріалу магнітопроводів в процесі старіння та погіршення ізоляції між листами сталі втрати ΔP_x з часом збільшуються.

Інформація про режимні параметри $I(t)$ та $U(t)$ є, як правило, лише для днів контрольних вимірів, тобто при щогодинній реєстрації в ці дні – за 48 з 8760 год. На більшості підстанцій без обслуговуючого персоналу вона реєструється лише 3 рази за контрольну добу. Ця інформація є неповною (існує не для кожного значення t) і обмежено достовірною, тому що виміри проводяться апаратурою, що має певний клас точності, і не одночасно на всіх підстанціях.

Неповнота інформації змушує використовувати методи розрахунку, засновані на тих чи інших допущеннях, що визначають передбачуваний вплив на результати розрахунку відсутньої інформації. Похибки, викликані неповнотою інформації, зазвичай називають методичними, тому що кожен метод орієнтований на свій об'єм інформації, що використовується.

Вказані похибки роблять неможливим визначення режимних параметрів, у тому числі і втрат електроенергії з точністю до числа. Таким чином, доцільно застосовувати поняття інтервалу невизначеності втрат.

Так, за розрахованими межами інтервалу невизначеності можна обчислити межі середньоквадратичної методичної похибки, що зумовлені неповнотою та неточністю вихідної інформації:

$$\Delta_{P-} = \frac{(\Delta W_p - \Delta W_{p,\min})}{3\Delta W_p} 100; \Delta_{P+} = \frac{(\Delta W_{p,\max} - \Delta W_p)}{3\Delta W_p} 100. \quad (1.8)$$

Використовуючи значення необхідної (заданої) точності визначення втрат електроенергії можна розрахувати значення параметра t :

$$t_{p-} = \frac{\Delta_{P3}}{\Delta_{P-}}; t_{p+} = \frac{\Delta_{P3}}{\Delta_{P+}}. \quad (1.9)$$

За розрахованими значеннями t_{p-} та t_{p+} , використовуючи аналітичну залежність залежності $p=f(t)$ (наприклад, функцію Гауса) можна визначити імовірність розрахунку втрат електроенергії з заданою точністю:

$$p_- = f(t_-); p_+ = f(t_+). \quad (1.10)$$

Для оцінювання вірогідності результатів розрахунку втрат в ЕМ використовується менше з розрахованих значень $p = \min(p_-, p_+)$.

1.5 Втрати електроенергії, які пов'язані з неточністю обліку

З (1.1) та рис. 1.1 видно, що значення втрат електроенергії в електричній мережі залежить від точності системи обліку, похибки якої визначаються похибками лічильників електроенергії, вимірвальних трансформаторів струму (ТС) та напруги (ТН), від яких живляться лічильники, та ка-

налів зв'язку. Якщо втрати електроенергії визначаються розрахунковим шляхом, то похибки лічильників і вимірювальних трансформаторів через вихідні дані для програми розрахунків переносяться на значення втрат. За правильних проектних рішень і нормальних умов експлуатації похибки вимірювальної системи не спотворюють значення втрат електроенергії під час їх визначення (розрахунків) більше, ніж це допустимо. Інша справа, коли прилади обліку електроенергії працюють в ненормальних для себе умовах. Особливо це стосується вимірювальних ТС струму, точність яких залежить від навантаження як первинної, так і вторинної обмоток.

На рис. 1.4, б наведена векторна діаграма ТС, з якої видно що ТС має струмову та кутову похибки. Значення цих похибок залежить від струмів I_1 та I_2 (рис. 1.4, а). Струмова похибка визначається за формулою

$$f = \frac{I_2 k_{\text{ном}} - I_1}{I_1} 100\%, \quad (1.11)$$

де $k_{\text{ном}} = \frac{I_{1\text{ном}}}{I_{2\text{ном}}}$ - коефіцієнт трансформації ТС.

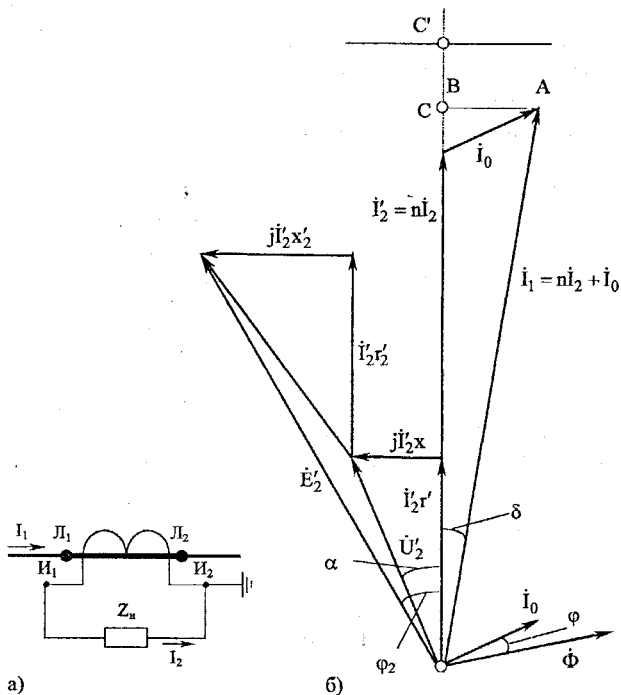


Рисунок 1.4 – Принципова схема ТС і його векторна діаграма

З векторної діаграми ТС видно, що коли $k_{\text{ном}} = n = w_2 / w_1$, де w_1 і w_2 – кількість витків первинної і вторинної обмоток, то похибка завжди від'ємна. Тому застосовують виткову корекцію, тобто спеціально додають витки у вторинній обмотці. Причому кількість цих витків підбирають таким чином, щоб струмова похибка ТС знаходилася в допустимих межах в діапазоні зміни первинних струмів I_1 , близьких до номінального $I_{1\text{ном}}$ (рис. 1.5).

З рис. 1.5 видно, що коли відносна зміна струму навантаження у первинній обмотці лежить в околі його номінального значення ($I_{1*}=1$), то похибка ТС є близькою до нуля, а через те, що знак її може змінюватися, то негативна дія її на вимірювану лічильниками електроенергію може взагалі компенсуватися. Якщо ТС з якоїсь причини постійно недовантажений, то похибка стає від'ємною систематично, що зрештою призводить до того, що частина електроенергії залишається необлікованою. Це може бути тому, що ТС або неправильно вибраний, або в процесі експлуатації відбулися не передбачені під час проектування якісь зміни і навантаження зменшилося.

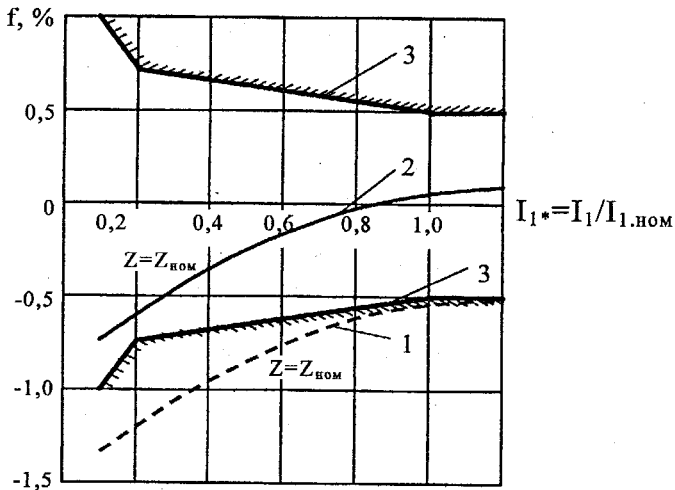


Рисунок 1.5 – Залежність похибки ТС від струму у первинній обмотці
1 – без виткової корекції; 2 – з витковою корекцією; 3 – нормовані межі
струмової похибки для трансформаторів класу точності 0,5.

Зауважимо, що при відносно малих навантаженнях ($<0,25I_{1\text{ном}}$) ТС може вийти зі свого класу точності (рис. 1.5) і його подальше використання стає неможливим. ТС, які в електричній мережі є постійно недовантаженими і, тим самим, стають причиною недооблікованої електроенергії, повинні замінюватися на такі ТС, що відповідають реальним умовам експлуатації.

2 ВИЗНАЧЕННЯ ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ ТА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ

2.1 Методи розрахунку втрат потужності та електроенергії в розподільних мережах

Кінцевою метою розрахунків і аналізу втрат є їх зниження за допомогою економічно обґрунтованих заходів. Економічним важелем, що повинен стимулювати практичне впровадження заходів, є встановлення планових значень втрат, обчислених з урахуванням реальних можливостей персоналу щодо їх зниження. Тому на практиці розрахунки втрат виконують для вирішення двох основних задач: вибору заходів із зниження втрат та обґрунтування планового завдання щодо втрат.

Залежно від повноти інформації про навантаження елементів електричної мережі за розрахунковий період для розрахунків навантажувальних втрат можуть використовуватись такі методи [1]:

1. Методи поелементних розрахунків, які використовують формулу

$$\Delta W_{\text{н}} = 3\Delta t \sum_{i=1}^k R_i \sum_{j=1}^n I_{ij}^2, \quad (2.1)$$

де k – кількість елементів мережі;

Δt – інтервал часу між послідовними замірами навантаження елементів;

T – звітний період часу;

$n = T/\Delta t$ – кількість інтервалів;

I_{ij} – середнє значення струму i -го елемента з опором R_i на j -му інтервалі часу.

2. Методи характерних режимів, які використовують формулу

$$\Delta W_{\text{н}} = \sum_{j=1}^l \Delta P_j t_j, \quad (2.2)$$

де ΔP_j – навантажувальні втрати потужності в мережі в j -му режимі тривалістю t_j годин;

l – кількість режимів.

3. Методи характерних діб, які використовують формулу

$$\Delta W_{\text{н}} = \sum_{i=1}^m \Delta W_{\text{н}i}^{\text{д}} D_{\text{ек}i}, \quad (2.3)$$

де m – кількість характерних діб, втрати електроенергії за кожен з яких, обчислені за відомими графіками у вузлах мережі, складають $\Delta W_{\text{н}i}^{\text{д}}$;

$D_{\text{ек}}$ – еквівалентна тривалість в рік i -го характерного графіка (кількість діб).

4. Методи, в яких використовують кількість годин найбільших втрат

$$\Delta W_n = \Delta P_{\max} \tau, \quad (2.4)$$

де ΔP_{\max} - втрати потужності в режимі максимального навантаження мережі.

5. Методи середніх навантажень, які використовують формулу

$$\Delta W_n = \Delta P_{\text{ср}} k_{\text{ф}}^2 T, \quad (2.5)$$

де $\Delta P_{\text{ср}}$ - втрати потужності в мережі при середніх навантаженнях вузлів (або мережі в цілому) за час T ;

$k_{\text{ф}}$ - коефіцієнт форми графіка потужності або струму.

6. Статистичні методи, що використовують регресійні залежності втрат електроенергії від узагальнених характеристик схем і режимів електричних мереж.

Методи 1-5 передбачають проведення електричних розрахунків мережі при заданих значеннях параметрів схеми і навантажень. Ці методи називають схемотехнічними.

Статистичні методи не передбачають електричного розрахунку мережі. При їх використанні втрати електроенергії обчислюють на підставі стійких статистичних залежностей втрат від узагальнених параметрів мережі, наприклад, сумарного навантаження, сумарної довжини ліній, кількості підстанцій тощо. Самі ж залежності отримують на підставі статистичної обробки певної кількості схемотехнічних розрахунків, для кожного з яких відомі розраховане значення втрат і значення чинників, зв'язок з якими встановлюється.

Статистичні методи використовують для оцінки сумарних втрат в мережі. Вони не дозволяють визначити конкретні заходи із зниження втрат. Ці методи використовуються при розрахунках і аналізі втрат в мережах, де ще не впроваджена автоматизована система керування цими мережами, відсутній банк даних про їх схеми і не організовано періодичне поповнення даних про їх навантаження. На сьогодні - це мережі 0.4 кВ.

В даній програмі визначення втрат потужності і енергії в електричних мережах використовуються схемотехнічні методи в різних їх комбінаціях. При цьому виходять з того, що послідовність обчислювальних операцій з заданим набором вихідних параметрів повинна приводити до конкретного чисельного результату. Заміна величин, які використовують в конкретному методі, на величини, пов'язані з ними функціонально, не створює нового методу розрахунку і є лише іншою формою запису відомого методу, оскільки приводить до тотожного результату.

2.2 Визначення числових характеристик навантаження для обчислення втрат електроенергії

В методах розрахунку втрат, які реалізовані в програмі ВТРАТИ-10, використовуються наступні прийоми числової обробки даних.

Інтегрування неперервного графіка навантаження здійснюється з використанням способів дискретної обробки. Відповідно визначаються всі залежні величини. Наприклад, середньоквадратичне значення струму знаходиться за формулою

$$I_{\text{с.кв.}} = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{i=1}^n I_i^2 \Delta t_i}. \quad (2.6)$$

Величини τ і k_{ϕ} , що характеризують форму графіка навантаження і використовуються в (2.4) та (2.5), визначаються таким чином [1].

Відомо, що кількість годин найбільших втрат визначається за формулою:

$$\tau = k_3^2 k_{\phi}^2 T, \quad (2.7)$$

де k_3 – коефіцієнт заповнення графіка, який характеризує відносну кількість годин використання максимального навантаження. Він визначається:

$$k_3 = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{max}}}, \quad (2.8)$$

де $P_{\text{ср}} = W/T$ – середнє значення потужності за період T ;

W – електроенергія, відпущена споживачам за період T ;

P_{max} – максимальне навантаження мережі.

Для визначення втрат електроенергії за формулами (2.4) або (2.5) достатньо визначити одну з величин – τ чи k_{ϕ} . Іншу можна визначити з рівняння зв'язку (2.7). Як правило, в першу чергу визначають k_{ϕ} .

На сьогодні відомо ряд методів визначення коефіцієнта форми графіка навантаження [1]. В програмі ВТРАТИ-10/0.4 використовується метод, який за результатами дослідження авторів дає найкращі результати для мереж 10-0.4 кВ:

$$\text{якщо } \lambda < 1, \text{ то } k_{\phi}^2 = \left(\frac{0,124}{k_3} + 0,876 \right)^2;$$

$$\text{якщо } \lambda \geq 1, \text{ то } k_{\phi}^2 = 1 + \frac{(1 - k_3)(k_3 - k_{\min})^2}{(1 + k_3 - 2k_{\min})k_3^2},$$

$$\text{де } \lambda = \frac{k_3 - k_{\min}}{1 - k_3}, \quad k_{\min} = P_{\min} / P_{\max}.$$

Таким чином, для визначення втрат електроенергії за звітний період T необхідна інформація про мінімальне та максимальне навантаження мережі, а також кількість відпущеної (спожитої) електроенергії за цей самий період.

2.3 Визначення втрат в електричних мережах 0.4 кВ

Електричні мережі 0.4 кВ в розрахунках втрат представляються еквівалентним опором. Його значення визначається в залежності від виду вхідної інформації.

Якщо відсутні дані про навантаження у вузлах схеми і відоме значення струму тільки в головній ділянці, то втрати визначаються за формулою [7]:

$$\Delta W_{\text{н}} = 3I_{\Gamma}^2 R_{\text{ек}} T, \quad (2.9)$$

де I_{Γ} – струм головної ділянки;

$R_{\text{ек}}$ – еквівалентний опір всієї мережі.

З (2.9) можна визначити еквівалентний опір:

$$R_{\text{ек}} = \frac{\Delta W_{\text{н}}}{3I_{\Gamma}^2 T}. \quad (2.10)$$

При використанні цього методу головне завдання полягає у знаходженні струму на головній ділянці і втрат електроенергії за звітний період. Дана формула дає достатньо точний результат, якщо повнота оплати за спожиту електроенергію є досить стабільною. В цьому випадку еквівалентний опір, розрахований за даними попередніх звітних періодів, може використовуватися для поточних розрахунків втрат.

Як відомо, втрати електроенергії в розгалуженій мережі дорівнюють сумі втрат на окремих ділянках:

$$\Delta W_{\text{н}} = 3T \sum_{i=1}^k I_i^2 R_i,$$

де I_i та R_i – струм та опір i -го елемента мережі.

Тоді відповідно до (2.10) еквівалентний опір мережі може бути розрахований за формулою:

$$R_{\text{ек}} = \frac{\sum_{i=1}^k I_i^2 R_i}{I_{\Gamma}^2}. \quad (2.11)$$

За відсутності значення струму в головній ділянці можна скористатися формулою обчислення еквівалентного опору за звітними даними за квартал [4]:

$$R_{\text{ек}} = \frac{\Delta W_{\text{н}}}{W_{\text{в.м.}}^2} U^2 T, \quad (2.12)$$

де $W_{\text{в.м.}}$ – електроенергія, відпущена в мережу;

U – середнє значення напруги на шинах РП.

Такий підхід практикувався і давав хороші результати в 80-ті роки, коли коефіцієнт проплати за спожиту електроенергію складав практично 100%. На сьогодні він є непридатним.

В [8] запропоновано метод оцінки втрат електроенергії в мережах 0.4 кВ за сумарною довжиною ліній. Згідно з цим методом еквівалентний опір лінії без розгалужень визначається:

$$R_{\text{ек}} = r_0 L k_L, \quad (2.13)$$

де r_0 – питомий опір проводу, Ом/км;

L – довжина лінії, км;

k_L – коефіцієнт, який враховує тип навантаження ($k_L = 1$, якщо навантаження сконцентроване в кінці лінії; $k_L = 0.37$, якщо навантаження розподілене вздовж лінії).

В діапазоні перерізів алюмінієвих проводів 35-120 мм² справедливе співвідношення $r_0 \approx 32.25/F$, де F – переріз проводу, мм².

При наявності відгалужень втрати за тієї ж сумарної довжини лінії втрати в ній зменшуються, оскільки густина струму в відгалуженнях суттєво менша ніж в магістралі. В цьому випадку в формулу еквівалентного опору необхідно ввести понижувальний коефіцієнт:

$$k_{\text{в}} = 1 - 0.95 \frac{L_{\text{в}}}{L_{\Sigma}},$$

де L_{Σ} – сумарна довжина лінії з відгалуженнями;

$L_{\text{в}}$ – довжина відгалужень.

З врахуванням сказаного формула для визначення еквівалентного опору ліній 0.4 кВ запишеться:

$$R_{\text{ек}} = 32.25 k_L k_{\text{в}} \frac{L_{\Sigma}}{F}. \quad (2.14)$$

До збільшення втрат в мережі веде також несиметрія навантаження і неодинаковість густини струму на головних ділянках різних ліній. Врахувавши і ці фактори, остаточно маємо формулу для визначення еквівалентного опору:

$$R_{\text{ек}} = 32.25 k_L k_{\text{в}} k_N k_H \frac{\sum_{i=1}^N F_i L_i}{F_{\Sigma}^2}, \quad (2.15)$$

де L_i – довжина магістральних ліній з перерізом проводу F_i (L_i в км, F_i в

мм²);

N – число груп ліній з різними перерізами головних ділянок, які живляться від даного РТ;

F_{Σ} – сумарний переріз головних ділянок цих ліній, мм²;

$k_L = 1 - 0.63d_p$ – коефіцієнт, який враховує тип навантаження. В цій формулі d_p визначається як частка розподілених навантажень ($d_p=0$, якщо навантаження сконцентроване в кінці лінії;

$d_p=1$, якщо навантаження розподілене вздовж лінії рівномірно);

$k_n = 1.05 + 0.3d_p$ – коефіцієнт збільшення втрат в лінії з несиметричним навантаженням;

$k_v = 1 - 0.95 \frac{L_v}{L_{\Sigma}}$ – понижувальний коефіцієнт, яким враховується те,

що в відгалуженнях втрати суттєво менші ніж в магістралі;

L_{Σ} – сумарна довжина лінії разом з відгалуженнями;

L_v – довжина відгалужень;

k_N – коефіцієнт, яким враховується неодинаковість густини струму на головних ділянках різних ліній. Його значення знаходиться в діапазоні 1.04-1.16 ($k_N = 1.1 \pm 0.06$).

При наявності інформації про довжину і кількість ліній з розподіленим і сконцентрованим навантаженням доцільно проводити окремо розрахунки з коефіцієнтами, які характерні для цих ліній.

Для розрахунків втрат електроенергії в мережах 0.4 кВ за допомогою програми ВТРАТИ-10/0.4 рекомендується використовувати для визначення $R_{ек}$ формулу (2.15), тобто метод оцінки втрат електроенергії за допомогою сумарної довжини ліній.

В додатку А наведено приклад визначення еквівалентного опору мережі 0.4 кВ для обчислення значення втрат потужності і електроенергії в ній.

2.4 Оцінка втрат напруги в лініях 0.4 кВ за втратами потужності в них

Відомо, що втрати потужності і втрати напруги в лініях електропередачі взаємопов'язані між собою. В [4] показано, що відношення відносних втрат потужності і відносних втрат напруги в лініях 0.4 кВ з зосередженим навантаженням в кінці має вигляд

$$k_{п/н} = \frac{\Delta P\%}{\Delta U\%} = \frac{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}{1 + \xi \operatorname{tg} \varphi}, \quad (2.16)$$

де $\xi = x_0 / r_0$ – відношення питомих індуктивного і активного опорів лінії.

Для ліній з розподіленим навантаженням

$$k_{п/н} = (1 - 0,25d_p) \frac{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}{1 + \xi \operatorname{tg} \varphi}. \quad (2.17)$$

З врахуванням того, що для повітряних ліній $x_0 \approx 0.4$ Ом/км і $r_0 \approx 32.25/F$ Ом/км,

$$\xi = x_0 / r_0 \approx 0,0125F.$$

Оскільки кінцеві ділянки повітряних ліній інколи виконуються проводом меншого перерізу ніж головна ділянка, то рекомендується приймати для повітряних ліній $\xi = 0,01F$. Формула (2.17) для визначення відношення втрат потужності і напруги набуде вигляду

$$k_{п/н} = (1 - 0,25d_p) \frac{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}{1 + 0,01F \operatorname{tg} \varphi}. \quad (2.18)$$

Для кабельних ліній $x_0 \approx 0$ і $\xi \approx 0$.

Оцінку втрат напруги доцільно здійснювати для режиму найбільших навантажень. Для цього випадку

$$\Delta U\% = \frac{\Delta P_{\max}}{P_{\max} k_{п/н}} 100, \quad (2.19)$$

де P_{\max} – максимальне навантаження лінії, яке задається або визначається при відомому відпуску електроенергії за період часу T за формулою

$$P_{\max} = \frac{W}{T k_3};$$

ΔP_{\max} – втрати потужності в режимі максимальних навантажень.

Зауважимо, що коли відоме значення максимальних втрат напруги (наприклад, за результатами вимірювань), то з'являється можливість навпаки оцінити втрати потужності і електроенергії. В цьому випадку з (2.19) виходить, що

$$\Delta P_{\max} = \frac{\Delta U\%}{100} P_{\max} k_{п/н}, \quad (2.20)$$

а втрати електроенергії

$$\Delta W = \Delta P_{\max} \tau. \quad (2.21)$$

3 ФОРМУВАННЯ ВИХІДНИХ ДАНИХ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ЗА ДОПОМОГОЮ ПРОГРАМИ ВТРАТИ-10/0.4

3.1 Системні вимоги

Під час розрахунку та аналізу втрат програма виконує значну кількість розрахунків та маніпулює великими масивами даних. Тому для коректної та повноцінної її роботи персональний комп'ютер, на який вона встановлюється, має задовольняти такими технічним вимогам (рекомендовано):

1. Процесор Pentium II – 500 МГц та вище (мінімально Pentium – 400 МГц);
2. Оперативна пам'ять 128 МБ (мінімально 64 МБ);
3. Обсяг вільного місця на жорсткому диску не менше 20 МБ;
4. Відеоадаптер та монітор, що забезпечують відображення графіки з роздільною здатністю 800×600 dpi;
5. Дисковод для гнучких дисків 3.5";
6. Струменевий або лазерний принтер для отримання твердих копій результатів розрахунків;
7. Операційна система Windows 95, 98, 2000.

3.2 Встановлення програми

Програма постачається у вигляді стандартного інсталяційного пакета на компакт-диску.

Для виконання встановлення програми необхідно знайти серед файлів, що розташовані на компакт-диску, та запустити файл setup.exe. Після цього завантажується інсталятор, що дозволяє коректно встановити програму у місце, вказане користувачем.

Під час встановлення у меню "Пуск" Windows, створюється підменю "ВТРАТИ-10" у якому розміщується ярлик програми.

Після завершення встановлення програма готова до використання.

3.3 Підготовка бази даних трансформаторів 10/0.4 кВ

Для полегшення введення вхідної інформації про трансформаторні підстанції 10/0.4 кВ розподільних мереж використовується вбудована у програму база каталожних параметрів трансформаторів. Оскільки у мережі можуть бути встановлені трансформатори, які не внесені у базу, у програмі передбачено можливість редагування вказаної бази даних.

Таким чином перед формуванням схеми мережі та введенням вхідних даних необхідно переконатися, що у базі даних є всі трансформатори, що встановлені. Якщо необхідних записів не знайдено, то необхідно виконати редагування бази.

Для підготовки бази даних трансформаторів необхідно в головному меню програми вибрати пункт "База", "Параметри трансформаторів 10/0.4". Після цього на екрані з'явиться вікно, зображене на рис. 3.1.

У відповідні поля необхідно ввести параметри трансформаторів згідно з довідником або паспортом трансформатора.

Для введення або редагування певного параметра необхідно за допомогою клавіш $\leftarrow \uparrow \downarrow \rightarrow$ підвести курсор синього кольору до відповідної комірки, натиснути клавішу Enter і ввести або відредагувати значення. Для закінчення введення або редагування параметра необхідно повторно натиснути клавішу Enter.

	Тип трансформатора	Sном, кВА	Uк(ВН), кВ	Uк(СН), кВ	Uк(НН), кВ	Uк(ВН) %	Uк(СН) %	Uк(НН) %
1	ТМ-25/10	25.0	10.0		0.40	4.7		
2	ТМ-40/10	40.0	10.0		0.40	4.7		
3	ТМ-63/10	63.0	10.0		0.40	4.7		
4	ТМ-100/10	100.0	10.0		0.40	4.7		
5	ТМ-160/10	160.0	10.0		0.40	4.7		
6	ТМ-250/10	250.0	10.0		0.40	4.7		
7	ТМ-400/10	400.0	10.0		0.40	4.5		
8	ТМ-630/10	630.0	10.0		0.40	5.5		
9	ТМ-1000/10	1000.0	10.0		0.40	5.5		
10	ТМ-1600/10	1600.0	10.0		0.40	5.5		
11	ТМ-2500/10	2500.0	10.0		0.40	5.5		
12	ТСЗ-160/10	160.0	10.0		0.40	4.5		
13	ТСЗ-250/10	250.0	10.0		0.40	4.5		
14	ТСЗ-400/10	400.0	10.0		0.40	4.5		
15	ТСЗ-630/10	630.0	10.0		0.40	5.6		
16	ТСЗ-1000/10	1000.0	10.0		0.40	5.5		

Рисунок 3.1 – Вікно редактора бази трансформаторів 10/0.4 кВ

У поле "Тип" вводиться тип трансформатора за довідником або паспортом. При введенні типу трансформатора слід уникати використання пропусків на початку та в кінці. Якщо необхідно ввести параметри для трансформатора, тип якого вже існує у базі, але іншої модифікації, то для забезпечення однозначності тип трансформатора, що вводиться, має відрізнятися від існуючого у базі. (Наприклад, якщо необхідно задати іншу модифікацію трансформатора ТМ-25/10, то у поле "Тип" можна ввести

“ТМ-25/10(мод1)”).

У поле “Sn, кВа” вводиться номінальна потужність трансформатора;

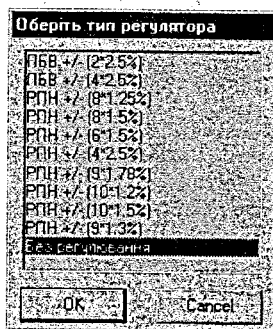
У поля “Un(VH), кВ”, “Un(CH), кВ”, “Un(HH), кВ” вводяться номінальні напруги відповідних обмоток трансформатора.

У поля “Uк(В-Н), %”, “Uк(В-С), %”, “Uк(С-Н), %” вводяться напруги короткого замикання відповідних пар обмоток.

У поле “dPxx, кВт” вводяться втрати холостого ходу трансформатора; у поле “dPk, кВт” – втрати короткого замикання трансформатора.


У поле Ix, % вводиться значення струму холостого ходу трансформатора.



У полі “Регулятор” вибирається тип регулятора, встановленого на трансформаторі. Для вибору типу регулятора необхідно натиснути клавішу Enter у вказаному полі. На екрані з'явиться вікно з переліком типів регуляторів 10/0.4:

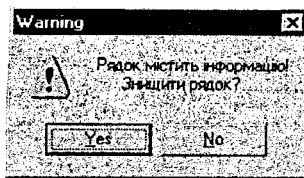



За допомогою клавіш \uparrow \downarrow необхідно вибрати тип регулятора і натиснути клавішу Enter або кнопку ОК. Вибраний тип регулятора буде занесено у поле “Тип тр-ра”.


У випадку відсутності одного з обов'язкових параметрів або виявлення невірного значення видається повідомлення про помилку.

Рекомендується періодично записувати введену інформацію у базу. Для цього необхідно натиснути кнопку  (записати). Перед записом інформації здійснюється її перевірка, і за наявності помилок видається відповідне повідомлення.

Для спрощення редагування бази параметрів трансформаторів редактор бази оснащений кнопками  (додати рядок) та  (знищити рядок) які призначені, відповідно, для додавання та знищення рядка даних у позиції курсора. Якщо виконується знищення непорожнього рядка, то видається попередження:



У разі ствердної відповіді (натиснення кнопки ) рядок буде знищено, інакше дію буде перервано.

Для закінчення редагування бази параметрів трансформаторів 10/0.4 необхідно натиснути кнопку  у правому верхньому кутку вікна редактора. Якщо у параметри трансформаторів вносились зміни, то здійснюється перевірка цих параметрів і за відсутності помилок з'являється повідомлення про зміну бази і запит на запис введених параметрів у базу (рис. 3.2).

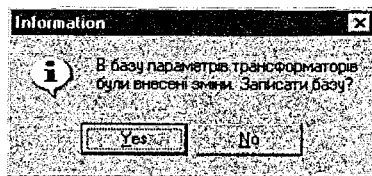

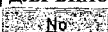


Рисунок 3.2 – Повідомлення про наявність змін у базі параметрів трансформаторів 10/0.4

Натисніть кнопку  для виходу із редактора і запису введених параметрів у базу, або кнопку  виходу із редактора без запису змін у базу. **Увага! Вихід з режиму редагування бази параметрів трансформаторів або запис інформації у базу можливий лише після виправлення всіх помилок.**

3.4 Підготовка бази даних проводів ЛЕП

Опис ліній електропередач, що забезпечують живлення споживачів виконується у програмі шляхом введення їх марки та довжини. Тому передбачено наявність бази даних питомих параметрів повітряних та кабельних ЛЕП.

Перед введенням інформації про схему розподільної мережі необхідно переконатися, що у базі є всі наявні у мережі марки проводів та кабелів. У разі відсутності необхідної інформації необхідно виконати редагування бази даних.

Для підготовки бази даних ліній електропередач необхідно в головному меню програми вибрати пункт "База", "Параметри ліній електропереда-

чі". На екрані з'явиться вікно, зображене на рис. 3.3.

У відповідні поля необхідно ввести параметри проводів ЛЕП згідно з довідником.

Для введення або редагування певного параметра необхідно за допомогою клавіш $\leftarrow \uparrow \downarrow \rightarrow$ підвести курсор синього кольору до відповідної комірки, натиснути клавішу Enter і ввести, вибрати або відредагувати значення. Для закінчення введення або редагування параметра необхідно повторно натиснути клавішу Enter.

У поле "Марка" вводиться марка проводу за довідником. При введенні марки проводу слід уникати використання пропусків на початку та в кінці.

У полі "Un, кВ" необхідно натиснути клавішу "Enter" і вибрати з пеліку номінальну напругу мережі для вказаної марки проводу.


У поле "Ro, Ом" вводиться питомий активний опір проводу для всіх класів напруги. Значеннями Ro мають бути дійсні числа з крапкою в якості роздільника дробової частини. Не допускається використання пропусків, літер і т.ін.



У поля "Xo, Ом", "Bo, Ом" вводяться питомий індуктивний опір та питома провідність для проводів мереж 10 кВ. Значеннями Xo і Bo мають бути дійсні числа з крапкою в якості роздільника дробової частини. Не допускається використання пропусків, літер і т.ін.

У поле "RoN, Ом" вводиться питомий активний опір нульового проводу для мереж 0.4 кВ, що використовується з фазними проводами, марка яких вказана в полі "Ro, Ом", або питомий активний опір нульового проводу кабеля. Значенням RoN має бути дійсне число з крапкою в якості роздільника дробової частини. Не допускається використання пропусків, літер і т.ін.


У випадку відсутності одного з обов'язкових параметрів або виявлення певного значення видається відповідне повідомлення про помилку.

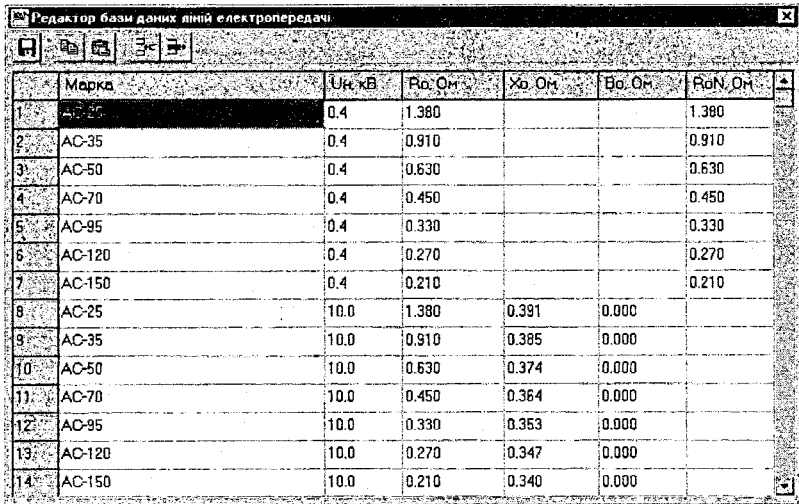
Для введення інформації про двотрансформаторні підстанції 10/0.4 передбачено наявність у списку шин із нульовими активним та реактивним опорами (див. п. 4.3.2), помічених у базі як "Шини". Після виходу із режиму редагування бази параметрів проводів ЛЕП вказана марка із відповідними параметри з'являються у останньому рядку бази автоматично.

Рекомендується періодично записувати введену інформацію у базу. Для цього необхідно натиснути кнопку  (записати). Перед записом інформації здійснюється її перевірка, і за наявності помилок видається відповідне повідомлення.

Для спрощення редагування бази параметрів трансформаторів редактор бази оснащений кнопками  (додати рядок) та  (знищити рядок) які призначені, відповідно, для додання та знищення рядка даних у позиції курсора.

Для закінчення редагування бази параметрів проводів ЛЕП необхідно

натиснути кнопку  у правому верхньому кутку вікна редактора. Якщо у параметри проводів ЛЕП вносились зміни, то здійснюється перевірка цих параметрів і за відсутності помилок з'являється повідомлення про зміну бази і запит на запис введених параметрів у базу (рис. 3.4).



№	Марка	Un, кВ	R ₀ , Ом	X ₀ , Ом	B ₀ , Ом	R _{0N} , Ом
1	AC-25	0.4	1.380			1.380
2	AC-35	0.4	0.910			0.910
3	AC-50	0.4	0.630			0.630
4	AC-70	0.4	0.450			0.450
5	AC-95	0.4	0.330			0.330
6	AC-120	0.4	0.270			0.270
7	AC-150	0.4	0.210			0.210
8	AC-25	10.0	1.380	0.391	0.000	
9	AC-35	10.0	0.910	0.385	0.000	
10	AC-50	10.0	0.630	0.374	0.000	
11	AC-70	10.0	0.450	0.364	0.000	
12	AC-95	10.0	0.330	0.353	0.000	
13	AC-120	10.0	0.270	0.347	0.000	
14	AC-150	10.0	0.210	0.340	0.000	

Рисунок 3.3 – Вікно редактора бази даних проводів ЛЕП

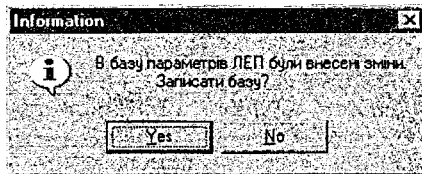




Рисунок 3.4 – Повідомлення про наявність змін у бази параметрів проводів ЛЕП

Натисніть кнопку  для виходу із редактора і запису введених параметрів у базу або кнопку  виходу із редактора без запису змін у базу. **Увага! Вихід з режиму редагування бази параметрів проводів ЛЕП або запис інформації у базу можливий лише після виправлення всіх помилок.**

3.5 Підготовка бази даних регуляторів (РПН та ПБВ) трансформаторів

Для полегшення введення вхідної інформації про коефіцієнти трансформації трансформаторних підстанцій 10/0.4 кВ розподільних мереж використовується вбудована у програму база каталожних параметрів регуляторів. Оскільки у мережі можуть бути встановлені регулятори, які не внесені у базу, у програмі передбачено можливість редагування вказаної бази даних.

Таким чином перед формуванням схеми мережі та введенням вхідних даних необхідно переконатися, що у базі даних є всі регулятори, що встановлені. Якщо необхідних записів не знайдено, то необхідно виконати редагування бази.

Для підготовки бази даних трансформаторів необхідно в головному меню програми вибрати пункт "База", "Параметри регуляторів (РПН та ПБВ)". Після цього на екрані з'явиться вікно, зображене на рис. 3.5.

У відповідні поля необхідно ввести параметри регуляторів згідно з довідником або паспортом регулятора.


Для введення або редагування певного параметра необхідно за допомогою клавіш $\leftarrow \uparrow \downarrow \rightarrow$ підвести курсор синього кольору до відповідної комірки, натиснути клавішу Enter і ввести або відредагувати значення. Для закінчення введення або редагування параметра необхідно повторно натиснути клавішу Enter.



№	Тип регулятора	B1.%	B2.%	B3.%	B4.%	B5.%	B6.%	B7.%	B8.%	B9.%	B10.%	B11.%	B12.%
1	ПБВ +/- (4*2.5%)	5.00	2.50	0.00	-2.50	5.00							
2	ПБВ +/- (4*2.5%)	10.00	7.50	5.00	2.50	0.00	-2.50	-5.00	-7.50	-10.00			
3	РПН +/- (B*1.25%)	10.00	8.75	7.50	6.25	5.00	3.75	2.50	1.25	0.00	-1.25	-2.50	-3.75
4	РПН +/- (B*1.5%)	12.00	10.50	9.00	7.50	6.00	4.50	3.00	1.50	0.00	-1.50	-3.00	-4.50
5	РПН +/- (B*1.5%)	9.00	7.50	6.00	4.50	3.00	1.50	0.00	-1.50	-3.00	-4.50	-6.00	-7.50
6	РПН +/- (4*2.5%)	10.00	7.50	5.00	2.50	0.00	-2.50	-5.00	-7.50	-10.00			
7	РПН +/- (B*1.78%)	16.02	14.24	12.46	10.68	8.90	7.12	5.34	3.56	1.78	0.00	-1.78	-3.56
8	РПН +/- (10*1.2%)	12.00	10.80	9.60	8.40	7.20	6.00	4.80	3.60	2.40	1.20	0.00	-1.20
9	РПН +/- (10*1.5%)	15.00	13.50	12.00	10.50	9.00	7.50	6.00	4.50	3.00	1.50	0.00	-1.50
10	РПН +/- (B*1.3%)	11.70	10.40	9.10	7.80	6.50	5.20	3.90	2.60	1.30	0.00	-1.30	-2.60
11													
12													
13													
14													
15													
16													
17													

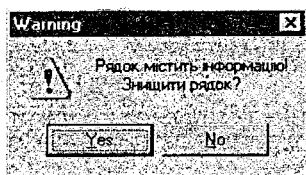
Рисунок 3.5 – Вікно редактора бази трансформаторів 10/0.4 кВ


У поле “Тип регулятора” вводиться тип регулятора за довідником або паспортом. При введенні типу регулятора слід уникати використання пропусків на початку та в кінці.


У поля “В1, %” – “В21, %” вводяться значення відносних коефіцієнтів, що відповідають відпайкам регулятора. Значеннями вказаних полів мають бути дійсні числа з крапкою в якості роздільника дробової частини. Не допускається використання пропусків, літер і т.ін.

Рекомендується періодично записувати введену інформацію у базу. Для цього необхідно натиснути кнопку  (записати). Перед записом інформації здійснюється її перевірка, і за наявності помилок видається відповідне повідомлення.

Для спрощення редагування бази параметрів трансформаторів редактор бази оснащений кнопками  (додати рядок) та  (знищити рядок) які призначені, відповідно, для додання та знищення рядка даних у позиції курсора. Якщо виконується знищення непорожнього рядка, то видається попередження:



У разі ствердної відповіді (натиснення кнопки ) рядок буде знищено, інакше дію буде перервано.

Для закінчення редагування бази параметрів трансформаторів 10/0.4 необхідно натиснути кнопку  у правому верхньому кутку вікна редактора. Якщо у параметри трансформаторів вносились зміни, то здійснюється перевірка цих параметрів і за відсутності помилок з'являється повідомлення про зміну бази та запит на запис введених параметрів у базу (рис. 3.6).

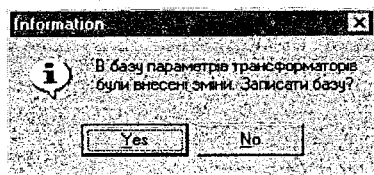


Рисунок 3.6 – Повідомлення про наявність змін у базі параметрів трансформаторів 10/0.4

4 ФОРМУВАННЯ РОЗРАХУНКОВОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ ТА ВВЕДЕННЯ ВХІДНИХ ДАНИХ

4.1 Загальні вимоги

Подання схеми розподільної мережі РЕМ у програмі виконане максимально наближеним до реального. Схема поділяється на підстанції 110(35)/10(6) кВ, а на шинях 10(6) кВ кожної підстанції виділяються фідери, що живляться від неї.

Для кожної підстанції задаються параметри шин 10(6) кВ:

– номер шин підстанції (довільне ціле число), який ідентифікує її у схемі;

– назва підстанції;

– значення напруги, що підтримується на шинях 10(6) кВ підстанції, кВ;

– значення $\cos \phi$ (якщо відомо);

– тривалість звітного періоду (за який визначаються втрати електроенергії), год.;

– електроенергія, що відпущена з шин 10(6) кВ даної підстанції за звітний період, кВт·год.

Частина інформації щодо підстанції може не задаватися у разі її відсутності у користувача. Так, якщо не задано значення $\cos \phi$, то приймається типове значення (0.9). Очевидно, що у даному випадку адекватність розрахунків погіршується.

У разі, якщо не задано тривалість звітного періоду, необхідну для розрахунку відпущеної електроенергії та втрат електроенергії, програма буде працювати у режимі визначення втрат потужності, тобто у вікні результатів розрахунку будуть відображені нульові значення втрат електроенергії.

У процесі роботи програма виконує аналіз небалансу електроенергії по підстанції 110(35)/10(6) кВ. Тому, якщо не задано кількість електроенергії, що відпущена з шин підстанції за звітний період, то вона буде розрахована, виходячи з контрольних замірів струмів або електроенергії по фідерах 10(6) кВ підстанції, а у вікні результатів розрахунку буде відображено повідомлення: *“Не задано кількість електроенергії, що одержана на вводах 10(6) кВ підстанції ...”* і оцінка небалансу виконуватися не буде.

Кожний фідер, що отримує живлення від шин 10(6) кВ підстанції має бути заданий назвою та значеннями контрольних замірів струмів в головій ділянці фідера за звітний період або відпущеною електроенергією за даний період:

– максимальний струм – це найбільший струм, що зафіксований вимірювальними пристроями даного фідера протягом звітного періоду (характерної доби);

– мінімальний струм – це найменший струм, що зафіксований вимі-

ривальними пристроями даного фідера протягом звітного періоду (характерної доби);

– середній струм – це алгебраїчна сума замірів струмів за звітний період (характерну добу), поділена на кількість виконаних замірів;

– електроенергія, що відпущена у фідер протягом звітного періоду – вказується у разі, якщо на фідері встановлено лічильник активної електроенергії замість середнього струму. Даний замір зазвичай є більш точним та інформативним.

Вказані значення контрольних замірів струмів не можуть бути довільними, оскільки вони використовуються для визначення коефіцієнтів завантаження підстанції 10/0.4 кВ, розподілу навантаження підстанції між фідерами, а також для визначення коефіцієнта збільшення втрат електроенергії за рахунок нерівномірності графіка навантаження. Значення заданих струмів та електроенергії мають коригуватися в процесі експлуатації програми у відповідності із зміною характеру навантаження принаймні один раз на місяць.

Від кожного фідера живиться доволі розгалужена мережа 10(6) кВ. Інформація про неї поділяється на інформацію про вузли та вітки.

Вузлами схеми є еквіваленти шин 10 кВ підстанції 10/0.4 кВ, відгалуження ліній тощо. Кожен вузол у схемі мережі повинен мати унікальний номер (оскільки вузли з однаковими номерами розглядаються як один вузол). Для вузла типу “відгалуження ЛЕП” необхідно задати лише його номер. Необхідною інформацією про вузол схеми, що символізує підстанцію 10/0.4 кВ, є його номер та марка встановленого трансформатора (додається з бази даних трансформаторів).

Для підвищення адекватності розрахунків для вузлів підстанції 10/0.4 кВ задається ряд додаткових параметрів:

– коефіцієнт завантаження встановленого трансформатора (якщо він достеменно відомий);

– значення активної та реактивної потужності генерації, якщо вузлом є шини 10 кВ електричної станції, або у вузлі споживання встановлений компенсатор реактивної потужності;

– еквівалентний опір мережі 0.4 кВ, що живиться від підстанції 10/0.4 кВ для врахування втрат потужності та електроенергії у даних мережах, а також максимального спаду напруги в них. Для введення еквівалентного опору мережі 0.4 кВ використовується спеціальне діалогове вікно, що дозволяє ввести кількісні та якісні характеристики мережі, визначити $R_{ек}$ та розташувати це значення у певному місці таблиці початкових даних.

Вітками схеми є еквіваленти ЛЕП 10 кВ та комутаційних апаратів (вимикачів, роз'єднувачів, вимикачів навантаження тощо). Кожна вітка схеми однозначно задається номерами вузлів її початку та кінця. Для однозначного задання кожної вітки схеми необхідно ввести номери вузлів, що приєднані до неї. Для вітки, що символізує ЛЕП, вводиться марка проводу

(вибирається з бази даних) та довжина. Для вітки, що показує комутаційний апарат, вводиться його назва за схемою та стан (увімкнений, вимкнений). З метою зменшення обсягу даних, що вводяться, необхідно описувати лише ті комутаційні апарати, якими фактично можуть бути виконані перемикання.

4.2 Дані про трансформаторні підстанції 110/10 кВ

Параметри трансформаторних підстанцій 110(35)/10(6) кВ вводяться та відображаються у головному вікні програми у секції “Інформація про підстанції” (рис. 4.1). Вибір підстанції виконується з використанням мишулятора “Миша” або клавіш $\uparrow\downarrow$. У секції “Інформація про фідери” відображається перелік фідерів вибраної підстанції (див. п. 4.3)

Для введення або редагування параметрів трансформаторних підстанцій 110(35)/10(6) кВ необхідно в головному вікні програми натиснути на кнопку “Змінити інформацію про підстанції”. Програма переходить у режим редагування параметрів підстанцій, у якому всі елементи керування (кнопки, меню, панелі), що не мають відношення до редагування, переходять у неактивний стан. Вони активізуються лише після виходу з режиму редагування.

У відповідні поля необхідно ввести параметри трансформаторних підстанцій 110/10 кВ.

Для введення або редагування певного параметра необхідно за допомогою клавіш $\leftarrow\uparrow\downarrow\rightarrow$ підвести курсор до відповідної комірки, натиснути клавішу Enter і ввести або відредагувати значення. Для закінчення введення або редагування параметра необхідно повторно натиснути клавішу Enter.

У поле “N шин” вводиться номер вузла, яким відповідна підстанція позначена на схемі мережі. Введеним значенням має бути ціле число. Значення не повинно збігатись з будь-яким іншим номером вузла мережі.

У поле “Назва” вводиться назва підстанції. У поле “Un, кВ” вводиться значення напруги на шинах підстанції, кВ; у поле “cos ϕ ” – значення коефіцієнта потужності; у поле “T, год” – тривалість звітного періоду, год; у поле Wв, кВт·год – кількість електроенергії, що відпущена з шин підстанції за звітний період, кВт·год. Значеннями Un, cos ϕ , T та Wв мають бути дійсні числа з крапкою в якості роздільника дробової частини. Не допускається використання пропусків, літер і т.ін.

Параметри “N шин”, “Назва”, “Un, кВ” трансформаторних підстанцій 110/10 кВ є обов’язковими для введення. У випадку відсутності одного з параметрів або виявлення неправильного значення, видається відповідне повідомлення про помилку (див. додаток Б).

Параметри “T” та “Wв” є необов’язковими для введення (може бути пуста комірка), але якщо значення вводяться, то правильність введення бу-

де перевіряється і за наявності невірних значень буде видаватись повідомлення про помилку. За відсутності значення часу втрат буде виконуватись лише розрахунок втрат потужності. Якщо не введено значення електроенергії, відпущеної з шин підстанції, то для розрахунку відсотку втрат електроенергії буде використано значення, розраховане за контрольними замірами струмів.

Інформація про підстанції				
Змінити інформацію про підстанції				
№ шин	Назва	U, кВ	T, год	Wa, кВт год
10000	Сигнал	10.50	24.0	154568
20000	Глухівці	10.50	24.0	65214
30000	Комсомольське	10.50	24.0	42513
40000	Тягова	10.50	24.0	12352
50000	Самгородок	10.50	24.0	54221

Рисунок 4.1 – Фрагмент головного вікна програми з даними щодо трансформаторних підстанцій 110(35)/10(6) кВ

Для закінчення редагування параметрів трансформаторних підстанцій 110(35)/10(6) кВ необхідно натиснути на кнопку “Закінчити зміну інформації про підстанції”. Якщо значення параметрів змінювались, то виконується перевірка правильності введення даних, і за наявності помилок видається відповідне повідомлення.

Увага! Вихід з режиму редагування можливий лише після виправлення всіх помилок. Рекомендується записати файл даних після закінчення редагування параметрів підстанцій.

4.3 Дані про фідери підстанцій 110/10 кВ

4.3.1 Загальна інформація

Для введення або редагування даних про фідери необхідно вибрати потрібну підстанцію і в головному вікні програми натиснути на кнопку “Змінити інформацію про фідери”. Програма переходить у режим редагування параметрів фідерів, у якому всі елементи керування (кнопки, меню, панелі), що не мають відношення до редагування, стають неактивними. Вони активізуються після виходу з режиму редагування.

Для введення або редагування певного параметра необхідно за допомогою клавіш $\leftarrow \uparrow \downarrow \rightarrow$ підвести курсор до відповідної комірки, натиснути клавішу Enter і ввести або відредагувати значення. Для закінчення введення або редагування параметра необхідно повторно натиснути клавішу Enter.

У поле “Назва” вводиться назва фідера. У поля “Imax, A”, “Icp, A”,

“I_{min}, A” вводяться максимальне, середнє та мінімальне значення контрольних замірів струму в голові фідера. У поле “W_v, кВт год ” вводиться значення електроенергії, що відпущена у фідер. Введеним значенням струму або електроенергії має бути дійсне число з крапкою в якості роздільника дробової частини. Не допускається використання пропусків, літер і т.ін.

Фідери п/ст Сигнал					
Зміняти інформацію про фідери					
N	Назва	I _{max} , A	I _{ср.} , A	I _{min} , A	W _v , кВт год
1	Ф-2	15.00		4.00	3138.0
2	Ф-4	45.00		20.00	14125.0
3	Ф-6	50.00		15.00	14909.0
4	Ф-8	55.00	39.00	20.00	
5	Ф-10	40.00	32.00	10.00	
6	Ф-12	70.00		40.00	20402.0
7	Ф-20	15.00	12.00	5.00	
8	Ф-22	100.00		44.00	29427.0
9	Ф-26	110.00		40.00	31389.0

Рисунок 4.2 – Фрагмент головного вікна програми з переліком фідерів вибраної підстанції (лічильники фідерів Ф-8, Ф-10 та Ф-20 не функціонували протягом частини звітного періоду)

Для закінчення редагування параметрів фідерів необхідно натиснути на кнопку “Закінчити зміну інформації”. Якщо значення параметрів змінювались, то виконується перевірка правильності введення даних і за наявності помилок, видається відповідне повідомлення.

Увага! Вихід з режиму редагування можливий лише після виправлення всіх помилок. Рекомендується записати файл даних після закінчення редагування параметрів фідерів.

4.3.2 Схема фідера

Для введення або редагування інформації про вітки та вузли фідера, необхідно в головному вікні програми вибрати відповідні підстанцію та фідер і натиснути на кнопку “Редактор схеми фідера”. На екрані з’явиться вікно з параметрами віток та вузлів вибраного фідера (рис. 4.3)

Для введення або редагування певного параметра необхідно за допомогою клавіш ←↑↓→ підвести курсор до відповідної комірки, натиснути клавішу Enter і ввести, вибрати або відредагувати значення. Для закінчення введення чи редагування параметра необхідно повторно натиснути клавішу Enter.

Введення та редагування інформації про вузли

У поле "N вузла" вводиться номер вузла (ціле число).

У полі "Тип тр-ра" вибирається тип трансформатора 10/0,4, підключеного до відповідного вузла. Для вибору типу трансформатора необхідно натиснути клавішу Enter у вказаному полі. На екрані з'явиться вікно з переліком типів трансформаторів 10/0.4 (рис. 4.4). За допомогою клавіш \uparrow \downarrow необхідно вибрати тип трансформатора і натиснути клавішу Enter або кнопку ОК. Вибраний тип трансформатора буде занесено у поле "Тип тр-ра". Якщо тип трансформатора не задається (пуста комірка), то це означає, що до відповідного вузла не підключено трансформаторів 10/0.4 кВ.

Редактор схеми фідера Підстанція Сигнал Фідер Ф 2

Зарядити редагуванням Редактор схеми 0,4 кВ.

Інформація про вузли

N вузла	Тип тр-ра	К.тр.	К.зав.	Рг, кВт	Qг, кВАр	Re, Ом
1						
2	10201					
3	10202					
4	60	TM-100/10				
5	357	TM-63/10				
6	525	TM-160/10				
7	10203					
8	10205					
9	10204					
10	59	TM-160/10				
11	412	TM-250/10				
12	10206					
13	10207					
14	393	TM-250/10				
15	10208					
16	10209					
17	175	TM-63/10				
18	10210					
19	10211	TM-250/10				
20	49	TM-250/10				
21	10212					
22	10213					
23	447	TM-400/10				
24	10214					
25	412	TM-63/10				

Інформація про вітки

N	Нпоч.	Нкіця	Тип	Марка/Назва	Л/км/Стан.
1	10201	10201	2	B-SP2	1
2	10207	10202	1	A-70	2.80
3	10202	60	1	A-60	3.22
4	60	357	1	A-60	1.47
5	357	525	1	A-50	0.84
6	525	10203	1	A-50	0.49
7	10203	10205	1	A-50	1.82
8	10203	10204	1	AC-35	0.07
9	10204	59	1	AC-35	0.14
10	10204	412	1	AC-35	0.07
11	10205	10206	2	P19	0
12	10202	10207	1	A-70	2.24
13	10207	393	1	A-50	0.07
14	10207	10208	1	A-70	2.80
15	10208	10209	1	A-50	1.19
16	10209	175	1	AC-35	0.28
17	10208	10210	1	A-50	0.35
18	10210	10211	1	A-50	1.40
19	10211	49	1	Ш	0.00
20	10211	10212	2	P-10211	0
21	10210	10213	1	AC-35	0.35
22	10213	447	1	AC-35	0.01
23	10213	10214	1	AC-35	0.42
24	10214	413	1	AC-35	0.01
25	10214	10215	1	AC-35	0.01

Рисунок 4.3 – Вікно редагування схеми фідера

У полі "Кзав." задається коефіцієнт завантаження трансформатора 10/0,4 (дійсне число з крапкою в якості роздільника дробової частини). Вказане значення може не вводиться (пуста комірка), що свідчить про відсутність інформації щодо завантаження трансформатора. У даній комірці може також задаватися сумарна за звітний період електроенергія, що спожита у розподільній мережі 0.4 кВ, яка живиться від даного вузла.

У полях "Рг, кВт" та "Qг, кВАр" задаються значення відповідно активної та реактивної потужностей, що генеруються у вузлі (дійсні числа з крапкою в якості роздільника дробової частини). Вказані значення можуть не вводиться (пуста комірка), що свідчить про відсутність джерел потуж-

ності у вузлах.

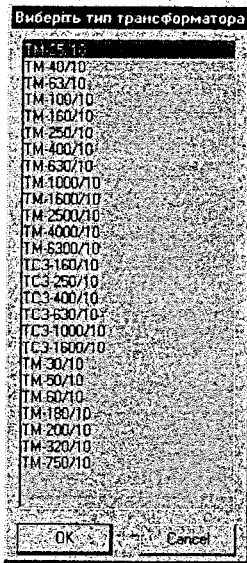


Рисунок 4.4 – Перелік трансформаторів 10/0.4 кВ

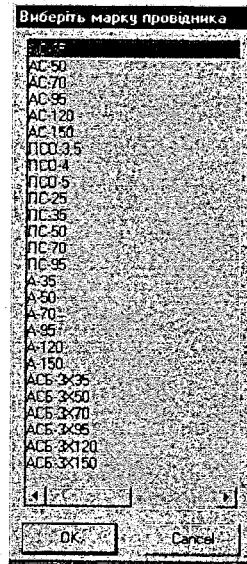


Рисунок 4.5 – Перелік марок проводів ЛЕП

У полі “Re04, Ом” задається значення еквівалентного опору мережі 0.4 кВ. Вказане значення може не вводиться (пуста комірка), що свідчить про відсутність інформації про мережу 0.4 кВ. Для введення значення еквівалентного опору мережі 0.4 кВ необхідно натиснути клавішу Enter у вказаному полі. Це викличе появу на екрані діалогового вікна, поданого на рис. 4.6.

У разі наявності детальної інформації про мережу 0.4 кВ можна задати її схему відповідно до п. 4.5. Після цього у полі “Re04, Ом” виводиться “Схема” і подвійне натискання у даному полі завантажує редактор схем 0.4 кВ з описом приєднаної схеми.

Визначення та введення еквівалентного опору мережі 0.4 кВ

Для визначення та введення еквівалентного опору мережі 0.4 кВ, що живиться від трансформаторної підстанції 10(6)/0.4 кВ, використовується діалогове вікно, подане на рис. 4.6. Визначення $R_{ек}$ виконується за методикою, що описана у п. 2.3.

Для видалення попередньо введеного значення еквівалентного опору необхідно натиснути кнопку “Видалити $R_{ек}$ ”. Для запуску процесу розрахунку $R_{ек}$ необхідно натиснути кнопку “Далі >”. При цьому відкривається

вкладка “Магістралі” (рис. 4.7), на якій розташовано засоби для введення параметрів магістралей мережі 0.4 кВ.

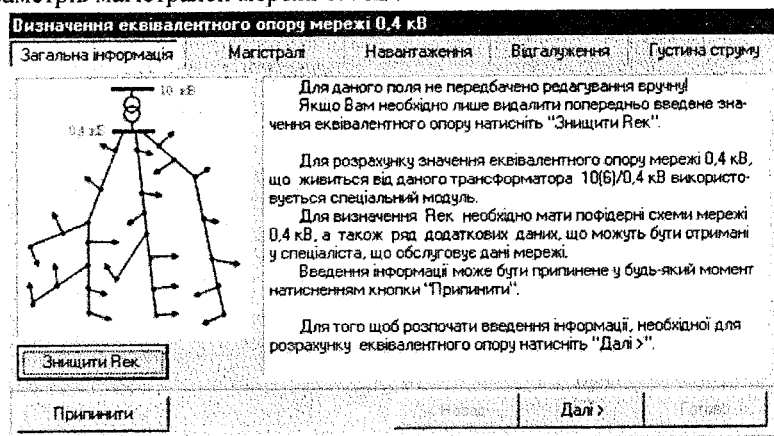


Рисунок 4.6 – Діалогове вікно “Визначення еквівалентного опору 0.4 кВ”, вкладка “Загальна інформація”

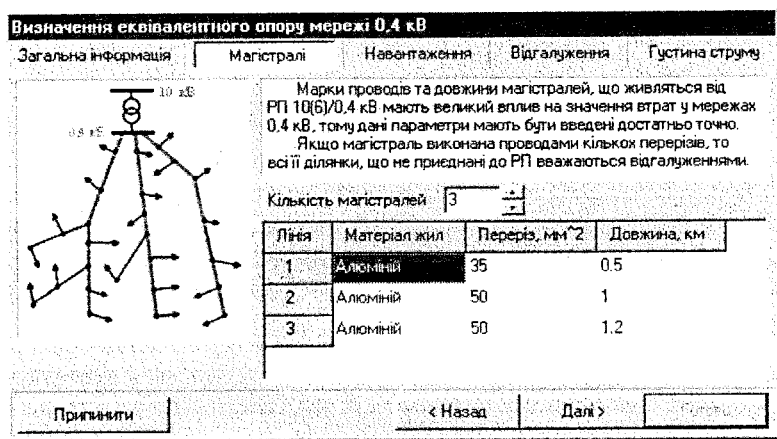


Рисунок 4.7 – Діалогове вікно “Визначення еквівалентного опору 0.4 кВ”, вкладка “Магістралі”

Марки проводів (кабелів) та довжини магістралей, що розподіляють електроенергію між кінцевими споживачами (показані на рис. 4.7 червоним) мають великий вплив на значення втрат у мережах 0.4 кВ, тому дані параметри мають бути введені достатньо точно.

Спочатку перемикачем “Кількість магістралей” виставляється кіль-

кість магістралей, що відходить від РП 10(6)/0.4 кВ. При цьому змінюється кількість рядків таблиці вхідних даних. Далі у поля таблиці вводяться такі параметри магістралей:

– у полі “Матеріал жил” із списку вибирається матеріал струмопровідних жил проводу або кабелю, яким виконано магістраль (алюміній, сталь, мідь). Поява списку викликається натисканням будь-якої клавіші, коли курсор знаходиться у полі “Матеріал жил”;

Ліній	Матеріал жил	Переріз
1	Алюміній	35
2	Сталь	50
3	Мідь	50

Ліній	Матеріал жил	Переріз, мм ²	
1	Алюміній	16	0.1
		25	
2	Алюміній	35	1
		50	
3	Алюміній	70	1.1
		95	

– у полі “Переріз, мм²” із списку стандартних перерізів вибирається переріз проводу або кабелю, яким виконано магістраль. Поява списку викликається натисканням будь-якої клавіші, коли курсор знаходиться у полі “Переріз, мм²”;

– у полі “Довжина” вводиться довжина магістралі у кілометрах. Довжина магістралі має бути дійсним числом з крапкою в якості роздільника дробової частини.

Після введення вказаних параметрів всіх магістралей для продовження процесу визначення Рек необхідно натиснути кнопку “Далі >”. При цьому виконується перевірка введеної інформації і якщо вона коректна, то відкривається наступна вкладка вікна “Визначення еквівалентного опору 0.4 кВ” (рис. 4.8).

Розподіл навантаження вздовж магістралей та відгалужень мережі 0.4 кВ має велике значення на втрати у мережі та показники несиметрії. На вкладці “Навантаження” необхідно ввести якісну характеристику мережі відносно розподілу навантаження споживачів шляхом вибору відповідного перемикача. Після цього для продовження необхідно натиснути кнопку “Далі >”. При цьому відкривається вкладка “Відгалуження” (рис. 4.9).

Інформації про міру розгалуженості мережі 0.4 кВ може бути задана кількісно – введенням сумарної довжини відгалужень від магістральних ліній, або якісно – шляхом вибору характеристики розгалуженості. Для введення сумарної довжини відгалужень передбачено поле “Сумарна довжина відгалужень”. У нижній частині вікна розташовано список якісних характеристик міри розгалуженості, з яких необхідно вибрати відповідну. Якщо міра розгалуженості задана і довжиною відгалужень, і вибором відповідної характеристики із переліку, то перевага віддається числовому значенню. Після закінчення опису розгалуженості мережі для продовження необхідно натиснути кнопку “Далі >”. При цьому відкривається вкладка “Тустина струму” (рис. 4.10).

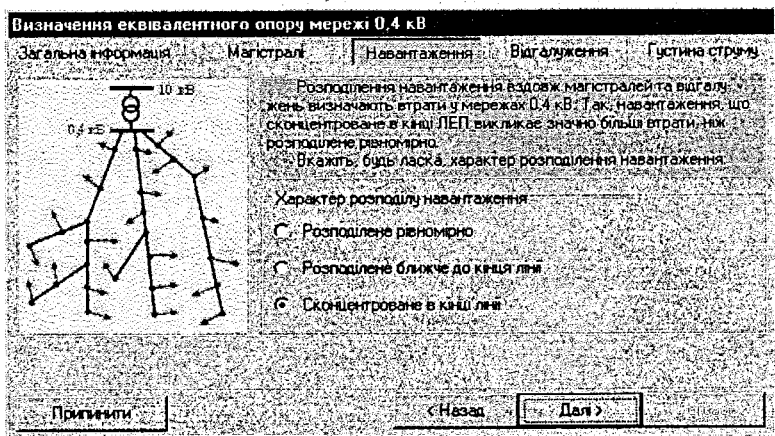


Рисунок 4.8 – Діалогове вікно “Визначення еквівалентного опору 0.4 кВ”, вкладка “Навантаження”



Рисунок 4.9 – Діалогове вікно “Визначення еквівалентного опору 0.4 кВ”, вкладка “Відгалуження”

Для врахування різної міри завантаження магістралей вводиться характеристика відмінності густини струму на головних ділянках ліній 0.4 кВ. Даний параметр має бути оцінений якісно на основі контрольних замірів струмів на головних ділянках ліній та приведення їх до одиниці перерізу. Введення параметру здійснюється вибором із переліку характеристик від-

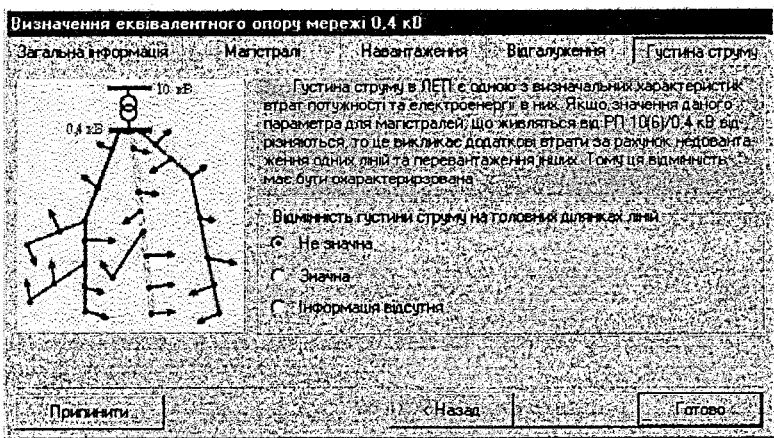


Рисунок 4.10 – Діалогове вікно “Визначення еквівалентного опору 0.4 кВ”, вкладка “Густина струму”

Після закінчення введення інформації для розрахунку значення еквівалентного опору та введення його у відповідне поле таблиці початкових даних про вузли фідера 10(6) кВ необхідно натиснути кнопку “Готово”. При цьому виконується остаточна перевірка введених даних та результатів розрахунку. Якщо введені дані та результати розрахунків коректні, то вікно закривається, і у полі “Re04, Ом” таблиці інформації про вузли фідера розміщується розраховане значення $R_{ек}$.

Примітка. Усі введені характеристики мережі 0.4 кВ, крім розрахованого значення $R_{ек}$, зберігаються у пам’яті тільки протягом сеансу роботи з програмою. Лише значення $R_{ек}$ вноситься у файл початкових даних про мережу 10(6) кВ оскільки є однозначною характеристикою мережі 0.4 кВ (згідно з вибраною методикою визначення втрат електроенергії у даних мережах).

Введення та редагування інформації про вітки

У поля “Нпочат” та “Нкінця” вводяться відповідно номери вузлів початку та кінця вітки (цілі числа).

У полі “Тип” задається тип вітки: 1 – лінія; 2 – комутаційний апарат.

У полі “Марка/Назва” вибирається марка проводу (якщо тип вітки 1) або назва комутаційного апарату (якщо тип вітки 2). Для вибору марки проводу необхідно натиснути клавішу Enter у вказаному полі. На екрані з’явиться вікно з переліком марок проводів (рис.4.5). За допомогою клавіш \uparrow \downarrow необхідно вибрати марку проводу і натиснути клавішу Enter або кнопку ОК. Вибрана марка проводу з’явиться у полі “Марка/Назва”. Введення на-

зви комутаційного апарату здійснюється вручну з клавіатури.

У полі “L, км / Стан” задається довжина лінії електропередачі (якщо тип вітки 1) або стан комутаційного апарату (якщо тип вітки 2). Довжина лінії – дійсне число з крапкою в якості роздільника дробової частини. Стани комутаційного апарату: 1 – включений; 0 – відключений.

В редакторі передбачено можливість автоматичного введення номерів вузлів (у секції опису вузлів схеми) під час введення параметрів віток. Для активізації даного режиму необхідно увімкнути перемикач “Автоматично додавати номери вузлів у інформацію про вузли”, що розташований у верхній частині вікна редактора (рис. 4.3). При цьому введення нового номеру вузла у поля “Нпочат” або “Нкінця” буде супроводжуватися додаванням вузла з таким номером у поле “№” секції інформації про вузли схеми.

Для закінчення введення чи редагування інформації про схему фідера необхідно натиснути кнопку “Закінчити редагування схеми фідера”. Якщо значення параметрів змінювались, то виконується перевірка правильності введення даних, і за наявності помилок видається відповідне повідомлення. **Увага! Вихід з режиму редагування можливий лише після виправлення всіх помилок.**

Рекомендується записати файл даних після закінчення редагування схеми фідера.

4.4 Введення графіка навантаження підстанції 110/10 кВ

Для виконання розрахунків втрат електроенергії у відповідності до графіка навантаження підстанцій у програмі передбачене вікно для введення даного графіка (рис. 4.11).

Основні вимоги до введення графіка навантаження:

- графік задається з постійним інтервалом 0,5 години;
- максимальна кількість сходенок графіка навантаження відповідає 31 добі з вказаним вище інтервалом;
- необхідною інформацією щодо графіка є значення активної потужності споживання на кожній сходинці; для підвищення адекватності результатів розрахунків треба задати також значення реактивної потужності споживання та графіка перемикачів комутаційних апаратів (якщо останні мали місце);
- кількість сходенок графіка навантаження має бути однаковою для всіх підстанцій мережі.

Для формування графіка навантаження може використовуватися ручне введення та імпорт із зовнішніх файлів (наприклад файлів, що формуються за допомогою лічильників “Елвін”).

Для того, щоб задати графік навантажень підстанції 110(35)/10(6) кВ, необхідно у головному вікні програми вибрати відповідну підстанцію і подвійним натисканням лівої кнопки маніпулятора “миша” на назві підстан-

ції визвати вікно з графіком навантажень (рис. 4.11).

Графік навантажень - Підстанція: Станіславчик 110/10				
Кількість днів: 27		Заповнити		Імпорт графика
День	Час	P, кВт	Q, кВАр	Компенсація
14	15:30 - 16:00	96.10	28.80	
14	16:00 - 16:30	103.10	30.80	
14	16:30 - 17:00	107.20	31.20	
14	17:00 - 17:30	108.60	31.30	
14	17:30 - 18:00	117.00	29.60	
14	18:00 - 18:30	129.80	29.00	
14	18:30 - 19:00	129.90	28.00	
14	19:00 - 19:30	127.70	27.40	
14	19:30 - 20:00	126.20	27.30	
14	20:00 - 20:30	120.70	27.90	
14	20:30 - 21:00	116.30	28.80	
14	21:00 - 21:30	117.30	28.80	
14	21:30 - 22:00	113.40	29.00	
14	22:00 - 22:30	104.70	27.30	
14	22:30 - 23:00	100.50	25.90	
14	23:00 - 23:30	93.80	24.00	
14	23:30 - 0:00	89.90	24.20	
15	0:00 - 0:30	90.70	25.00	
15	0:30 - 1:00	89.40	25.70	
15	1:00 - 1:30	87.50	25.70	
15	1:30 - 2:00	86.40	25.70	
15	2:00 - 2:30	86.80	26.10	
15	2:30 - 3:00	85.20	26.10	
15	3:00 - 3:30	87.10	25.90	
15	3:30 - 4:00	86.10	25.40	
15	4:00 - 4:30	86.80	25.40	


Рисунок 4.11 – Графік навантажень підстанції

4.4.1. Ручне введення графіка навантажень


Перед створенням графіка навантажень необхідно задати кількість днів або впевнитись що вона правильна, якщо необхідно редагувати створений раніше графік. Кількість днів графіка задається у відповідному полі введення. Ознакою відсутності графіка є кількість днів 0.

Для введення або редагування активної (поле "P, кВт") та реактивної (поле "Q, кВАр") потужностей необхідно за допомогою клавіш $\leftarrow \uparrow \downarrow \rightarrow$ підвести курсор до відповідної комірки, натиснути клавішу Enter і ввести або відредагувати значення. Для закінчення введення чи редагування параметра необхідно повторно натиснути клавішу Enter. Введені значення мають бути дійсними числами з крапкою в якості роздільника дробової частини.


Поле "Q, кВАр" може бути пустим, що свідчить про відсутність інформації щодо реактивної потужності.

Для зручності ручного введення інформації використовується кнопка  в результаті натискання на яку здійснюється автоматичне заповнення графіка від поточної сходинок до кінця поточним значенням.

У полі "Комутації" вказуються посилання на графік комутацій. Це поле заблоковане для ручного редагування. Зміну графіка комутацій слід виконувати згідно з п. 4.4.3.

Для закінчення редагування графіка навантажень необхідно натиснути кнопку  у правому верхньому кутку вікна редактора. Якщо у графік вносились зміни, то здійснюється перевірка введених значень, і за відсутності помилок здійснюється перехід у головне вікно програми.

4.4.2 Імпорт графіка навантажень із зовнішнього файлу

Для імпорту графіка навантажень із зовнішнього файлу необхідно задати кількість діб для графіка і натиснути кнопку  у вікні "Графік навантажень". На екрані з'явиться стандартне діалогове вікно вибору імені файлу. Необхідно вибрати ім'я файлу з графіком навантажень і натиснути кнопку "Открыть". Після цього на екрані з'явиться вікно з параметрами імпорту (рис. 4.12).

У полі "Номер рядка, з якого починати імпорт" має бути номер першого рядка із значеннями активної та реактивної потужності графіка навантажень для відокремлення заголовку файлу від числових значень. При зчитуванні файлу програма пропустить всі рядки до вказаного.

У секціях "Активна потужність (P)" та "Реактивна потужність (Q)" у відповідних полях необхідно задати колонки, з яких починається та якими закінчуються значення активної та реактивної потужностей у файлі з графіком.

У полі "Кількість рядків між добовими графіками" необхідно задати кількість рядків, яку необхідно пропускати після кожного добового графіка, якщо кожен добовий графік має свій заголовок, або іншу додаткову інформацію. Якщо у місячному графіку навантажень немає розбиття на добові таблиці (тобто всі сходинок місячного графіка записані підряд), то у вказане поле необхідно ввести 0.

Для визначення номерів колонок необхідно скористатись секцією попереднього перегляду файлу з графіком навантажень. Для цього необхідно підвести вказівник маніпулятора "Миша" на секцію попереднього перегляду і один раз натиснути ліву клавішу. У секції попереднього перегляду з'явиться курсор, а у полях "Рядок" та "Колонка" буде відображатись його поточне положення у файлі з графіком навантажень. Користуючись клавішами $\leftarrow \uparrow \downarrow \rightarrow$ можна підвести курсор на потрібний рядок і на потрібну колонку і перенести значення з полів "Рядок" або "Колонка" у поля налагодження параметрів імпорту.

Для початку процесу імпорту необхідно натиснути кнопку “ОК”, для припинення – кнопку “Вихід”.

Зчитування інформації з файлу та її перетворення супроводжується заповненням відповідних комірок зчитаними значеннями. У випадку виникнення помилок при зчитуванні або перетворенні інформації, виводиться відповідне повідомлення і процес імпорту припиняється.

Після успішно проведеного імпорту графіка навантажень рекомендується вийти у головну форму програми і записати файл початкових даних.

Параметри імпорту файлу з графіком навантажень

Номер рядка, з якого починати імпорт: Кількість рядків між добовими графіками:

Активна потужність [P]: Реактивна потужність [Q]

З колонки по колонку включно З колонки по колонку включно

Коефіцієнт перерахунку активної та реактивної потужності:

Времи	Тариф	P+, W	P-, W	Q+, VAR	Q-, VAR
00:00..00:30	1	0,0	0,0	0,0	0,0
00:30..01:00	1	0,0	0,0	0,0	0,0
01:00..01:30	1	0,0	0,0	0,0	0,0
01:30..02:00	1	0,0	0,0	0,0	0,0
02:00..02:30	1	0,0	0,0	0,0	0,0
02:30..03:00	1	0,0	0,0	0,0	0,0
03:00..03:30	1	0,0	0,0	0,0	0,0
03:30..04:00	1	0,0	0,0	0,0	0,0
04:00..04:30	1	0,0	0,0	0,0	0,0
04:30..05:00	1	0,0	0,0	0,0	0,0

Позиція курсора:
Рядок: Колонка:

Рисунок 4.12 – Вікно налагодження параметрів імпорту

4.4.3 Формування графіка комутацій

З метою врахування різноманітних перемикачів у схемі протягом періоду часу, що описується графіком навантаження (рис. 4.11), передбачено можливість паралельного задання графіка перемикачів комутаційних апаратів мережі (записи про них відображаються у полі “Комутації” графіка навантажень). Перемиканням вважається зміна стану комутаційного апарата (з увімкненого на вимкнений та навпаки).

Якщо відомо, що у означений графіком навантаження період часу відбулося перемикання (відключення фідера, знеживлення частини схеми тощо), то для адекватної оцінки втрат потужності та енергії під час розраху-

нку за графіком навантаження необхідно описати дане перемикання. Для цього необхідно викликати вікно “Список перемикачів комутаційних апаратів” (рис. 4.13). Це виконується подвійним натисканням лівої клавіші миші у полі “Комутації”, яке знаходиться у рядку графіка навантаження (рис. 4.11), що відповідає необхідному часовому інтервалу.

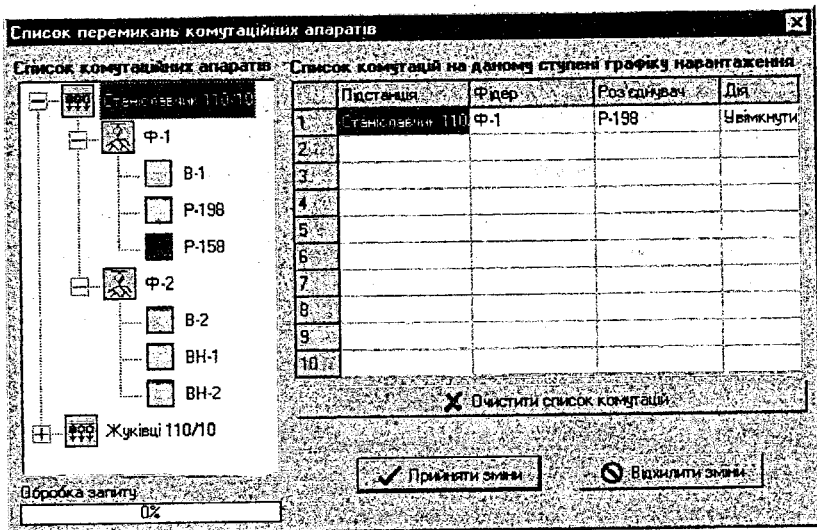


Рисунок 4.13 – Вікно формування списку перемикачів комутаційних апаратів

Дане вікно у лівій частині містить структурований за підстанціями та фідерами перелік всіх заданих комутаційних апаратів мережі, поточний стан яких ілюструється порожнім (увімкнений) або закресленим (вимкнений) квадратом. Для задання перемикачів необхідно вибрати потрібний комутаційний апарат та двічі клацнути на ньому мишею. При цьому у таблиці, що розташована у правій частині вікна з'явиться запис про задану комутацію, яка містить назву підстанції та фідеру, до якого належить комутаційний апарат, його назву та перемикач, яке буде виконано ним після досягнення заданого моменту часу. Таким чином у список може бути додано до 10 перемикачів для одного моменту часу.

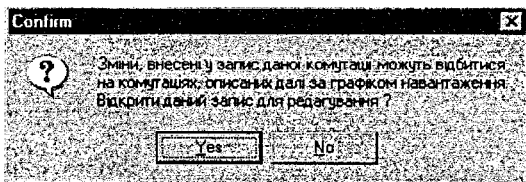
Якщо перемикач було задано помилково, то необхідно повернути відповідний комутаційний апарат у початковий стан (подвійним натисканням на його зображенні). При цьому запис про комутацію даним апаратом буде видалений.

Для видалення усіх записів про комутації на даному інтервалі часу, потрібно натиснути кнопку “Очистити список комутацій”.

Натиснення кнопки “Прийняти зміни” викликає закриття вікна списку

комутацій та активізацію заданих перемикачів. Кнопка "Відхилити зміни" закриває дане вікно без внесення змін у графік комутацій. Ознакою того, що список перемикачів було поповнено, є поява у полі "Комутації" вікна графіка навантажень напису типу "Запис № 1".

Оскільки графік комутацій пов'язаний із часом, то результати редагування записів про перемикачів відбиваються на перемикачів, що описані пізніше. Тому перед відкриттям вікна редагування стану комутаційних пристроїв видається запит на відкриття запису лише для читання (у разі наявності більш пізніх записів):

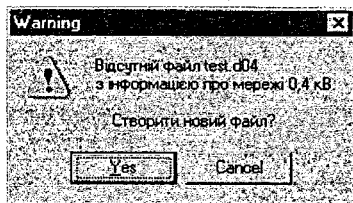


Якщо все-таки необхідно редагувати запис, натисніть кнопку "Yes". Якщо необхідно лише переглянути запис, натисніть "No".

4.5 Введення та редагування інформації про мережу 0.4 кВ

Для введення або редагування інформації про вітки та вузли мережі 0.4 кВ необхідно у головному вікні програми записати файл даних, вибрати підстанцію та фідер, до яких відноситься мережа 0.4 кВ. Зайти у вікно програми з параметрами віток та вузлів фідера (рис. 4.3), вибрати вузол з трансформаторною підстанцією, до якої підключена мережа 0.4 кВ, і натиснути кнопку "Редактор схеми 0.4 кВ".

Якщо для даної схеми інформація про мережу 0.4 кВ вводиться вперше, то на екрані з'явиться повідомлення про відсутність файлу з інформацією про мережі 0.4 кВ:



Для створення нового файлу необхідно натиснути кнопку "Yes". Створений файл з інформацією про мережу 0.4 кВ буде мати таке саме ім'я, як і файл з інформацією про мережу 10 кВ, але з розширенням .d04.

Увага! При перенесенні інформації у іншу папку або на іншу ЕОМ необхідно копіювати обидва файли.

Якщо для даної схеми інформація про мережу 0.4 кВ раніше вже вводилась, то необхідно натиснути кнопку "Cancel", закінчити роботу з програмою, впевнитись у наявності файлу з інформацією про мережу 0.4 кВ у тій самій папці, у якій знаходиться файл з інформацією про мережу 10 кВ і повторити описані вище дії.

Якщо інформація про дану мережу вводиться вперше, то на екрані з'явиться діалогове вікно (рис. 4.14) для введення назви мережі 0.4 кВ.

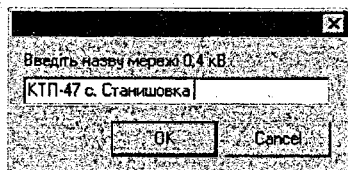




Рисунок 4.14 – Вікно для введення назви мережі 0.4 кВ

Після введення назви мережі необхідно натиснути кнопку "OK". На екрані з'явиться вікно з полями для введення інформації про вузли та вітки мережі 0.4 кВ (рис. 4.15).

Для введення або редагування певного параметра необхідно за допомогою клавіш ←↑↓→ підвести курсор до відповідної комірки, натиснути клавішу Enter і ввести, вибрати або відредагувати значення. Для закінчення введення чи редагування параметра необхідно повторно натиснути клавішу Enter. Для редагування інформації зручно користуватись також кнопками  (додати рядок) та  (знищити рядок), які відповідно додають або знищують рядок у позиції курсора.

Введення та редагування інформації про вузли мережі 0.4 кВ

У поле "N вузла" вводиться номер вузла (ціле число).

У поля "Wa, кВт год", "Wb, кВт год", "Wc, кВт год" вводиться електроенергія, відпущена споживачам вибраного вузла, підключеним до фаз А, В, С, відповідно. Вказані значення можуть не вводиться, що свідчить про відсутність навантаження на відповідній фазі вузла.

У поле "W3ф, кВт год" вводиться електроенергія, спожита трифазними споживачами, підключеними до вибраного вузла. Вказане значення може не вводиться, що свідчить про відсутність трифазного навантаження.

Введення та редагування інформації про вітки мережі 0.4 кВ

У поля "Nпочат" та "Nкінця" вводяться відповідно номери вузлів початку та кінця вітки (цілі числа).

У полі "Тип" задається тип вітки: 1 – лінія; 2 – комутаційний апарат.

Інформація про вузли 0.4 кВ						Інформація про вітки 0.4 кВ					
N вузла	Wв, кВт год	Wс, кВт год	Wс, кВт год	WЗф, кВт год		№почат	№кінця	Тип	Марка/Назва	Лин/Стан	
1						1	2	1	A-25	10,00	
2				250,0		2	2	1	A-25	30,00	
3						3	2	1	A-25	40,00	
4	21			180,0		4	3	1	A-25	40,00	
5	31	80,0				5	3	1	A-25	30,00	
6	32		60,0	100,0		6	3	1	A-25	32,00	
7	4			250,0		7	4	1	A-25	42,00	
8	5					8	5	1	A-25	30,00	
9	6	100,0				9	6	1	A-25	28,00	
10	7		120,0			10	5	1	A-25	42,00	
11	9					11	9	1	A-25	30,00	
12	51			100,0		12	10	1	A-25	20,00	
13	10					13	101	1	A-25	30,00	
14	101			200,0		14	10	1	A-25	40,00	
15	102			240,0		15	11	1	A-25	35,00	
16	11			200,0		16	5	1	A-25	32,00	
17	12					17	1	1	A-25	10,00	
18	13					18	13	1	A-25	30,00	
19	14			300,0		19	14	1	A-25	40,00	
20	15			250,0		20					
21						21					
22						22					
23						23					
24						24					

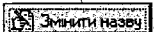
Рисунок 4.15 – Вікно редагування схеми мережі 0.4 кВ

У полі “Марка/Назва” вибирається марка проводу (якщо тип вітки 1), або назва комутаційного апарату (якщо тип вітки 2). Для вибору марки проводу необхідно натиснути клавішу Enter у вказаному полі. На екрані з’явиться вікно з переліком марок проводів, аналогічне зображеному на рис. 4.5. За допомогою клавіш $\uparrow\downarrow$ необхідно вибрати марку проводу і натиснути клавішу Enter або кнопку ОК. Вибрана марка проводу з’явиться у полі “Марка/Назва”. Введення назви комутаційного апарату здійснюється вручну з клавіатури.

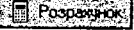
У полі “L, м / Стан” задається довжина лінії електропередачі (якщо тип вітки 1) або стан комутаційного апарату (якщо тип вітки 2). Довжина лінії – дійсне число з крапкою в якості роздільника дробової частини. Стан комутаційного апарату: 1 – включений; 0 – відключений.


В редакторі передбачено можливість автоматичного введення номерів вузлів (у секції опису вузлів схеми) під час введення параметрів віток. Для активізації даного режиму необхідно увімкнути перемикач “Автоматично додавати номери вузлів у інформацію про вузли”, що розташований у верхній частині вікна редактора (рис. 4.15). При цьому введення нового номера вузла у поля “№почат” або “№кінця” буде супроводжуватися додаванням вузла з таким номером у поле “N вузла” секції інформації про вузли схеми.

Щоб змінити назву мережі 0.4 кВ, необхідно натиснути кнопку



На екрані з'явиться діалогове вікно, зображене на рис. 4.14. Нову назву мережі необхідно ввести у полі введення, після чого натиснути кнопку "OK" для підтвердження зміни назви або кнопку "Cancel" для відмови від зміни назви.

Для проведення розрахунку даної мережі 0.4 кВ необхідно натиснути кнопку . У випадку відсутності помилок у схемі після виконання розрахунку з'явиться вікно з результатами розрахунку (див. розділ 4). За наявності повідомлень про помилки у процесі розрахунку необхідно повернутись у вікно редактора мережі 0.4 кВ (рис. 4.15), виправити помилки, записати інформацію у файл і знову виконати розрахунок.

Для закінчення введення чи редагування інформації про схему фідера необхідно, користуючись кнопкою , записати введenu інформацію і натиснути кнопку "Закінчити редагування". Якщо значення параметрів змішувались, то виконується перевірка правильності введення даних і за наявності помилок, видається відповідне повідомлення. **Увага! Запис інформації у файл та вихід з режиму редагування можливий лише після виправлення всіх помилок.**

5 ВИКОНАННЯ РОЗРАХУНКІВ

Після введення всіх необхідних вхідних даних потрібно перевірити їх коректність. Для цього передбачено модуль тестування схеми на наявність помилок.

5.1 Діагностика початкових даних

Для виклику модуля тестування даних необхідно натиснути на кнопку “Аналіз схеми” головного вікна програми. При цьому на екран виводиться вікно модуля тестування, вигляд якого залежить від наявності чи відсутності помилок у схемі мережі. Якщо в результаті тестування помилок не було виявлено, то вікно має вигляд, поданий на рис. 5.1 і повідомляє про те, що помилок не виявлено, тобто можна переходити до розрахунків. Натискання кнопки “Закінчити аналіз схеми” забезпечує активізацію розрахункових функцій програми.

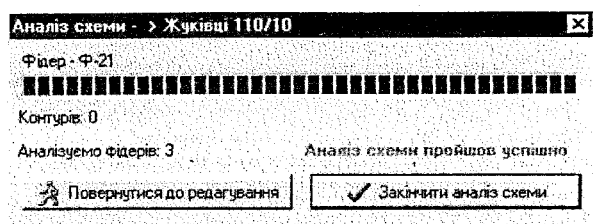


Рисунок 5.1 – Вікно тестування вхідних даних у разі відсутності помилок

У разі знаходження помилок у схемі вікно тестування набуває вигляду, як на рис. 5.2. У ньому додаються поля, у яких виводяться помилки схеми та найімовірніші методи їх виправлення.

Якщо помилки, виявлені під час тестування, були критичними (їх наявність у схемі істотно знижує точність або унеможлиблює проведення розрахунків), то у вікні з’являється повідомлення “Продовження розрахунків неможливе!”. При цьому у користувача залишається можливість лише перейти до виправлення помилок у схемі шляхом натискання на кнопку “Повернутися до редагування”.

Якщо в результаті тестування виявлено велику кількість помилок, то для зручності їх перегляду, аналізування та виправлення у програмі передбачено можливість друкування звіту, що містить знайдені помилки та методи їх усунення. Для виконання друку необхідно натиснути кнопку “Друкувати звіт” у вікні тестування (рис. 5.2).

Після виправлення всіх помилок схеми з’являється можливість пере-

ходу до виконання розрахунків втрат потужності та електроенергії.

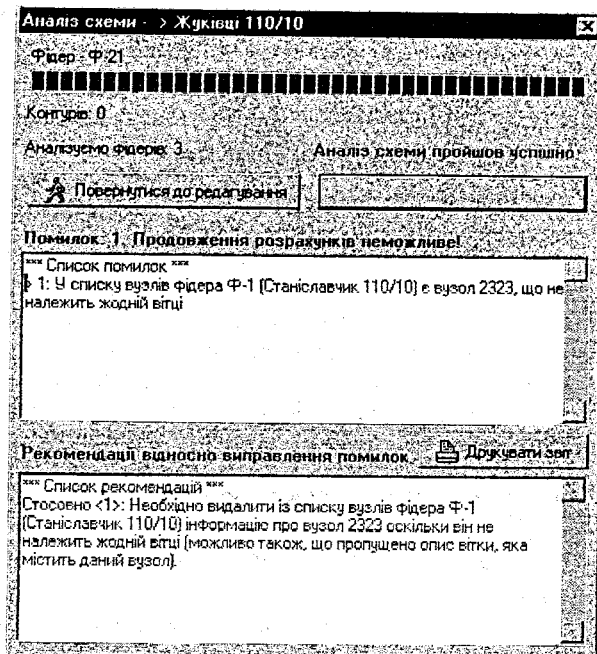


Рисунок 5.2 – Вікно тестування вхідних даних у разі виявлення помилки, пов'язаної з появою у списку вузлів фідера несприданого вузла

5.2 Розрахунок втрат потужності та електроенергії за заданим часом втрат

У програмі реалізовано можливість виконання розрахунків втрат електроенергії за двома методиками: за заданою тривалістю звітного періоду (середнім навантаженням) та за графіком навантажень. Тому при натисканні на кнопку “Розрахунок” відкривається вікно вибору варіантів розрахунку (рис. 5.3). Натискання відповідної кнопки даного вікна викликає виконання необхідного розрахунку. Так натискання кнопки “Розрахунок втрат по фідеру Ф-1”, що належить до групи “Розрахунок за часом втрат” викликає виконання розрахунку втрат потужності та електроенергії по фідеру Ф-1 (див. контрольний приклад) за часом втрат. Аналогічно натискаючи інші кнопки даного вікна є можливість виконати розрахунки втрат за тою чи іншою методикою для окремого фідера, окремої підстанції схеми та всієї схеми. Вибір підстанції та фідера для розрахунку виконується у головному вікні програми.

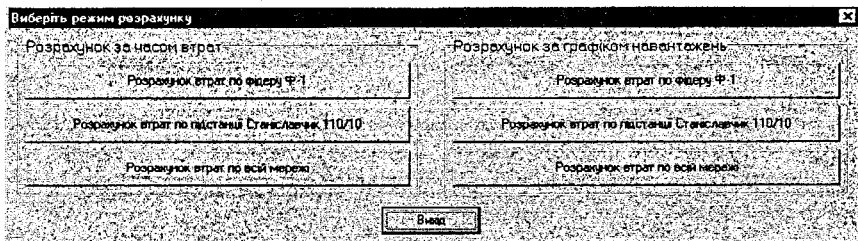


Рисунок 5.3 – Вікно вибору режиму розрахунку втрат потужності та електроенергії

У разі вибору розрахунку втрат електроенергії за часом втрат виконується перевірка вхідних даних. Перевірка здійснюється у два етапи. Спочатку перевіряється коректність введення контрольних замірів струмів (максимального, мінімального та середнього) та відпущеної електроенергії. На цьому ж етапі перевіряється відповідність середніх струмів по фідерах підстанції 110(35)/10(6) кВ та електроенергії, відпущеної з її шин 10 кВ. Якщо електроенергія, відпущена у фідери, не збігається з заданою на ввіді 10(6) кВ підстанції, то у результатах розрахунку видається повідомлення про небаланс по підстанції.



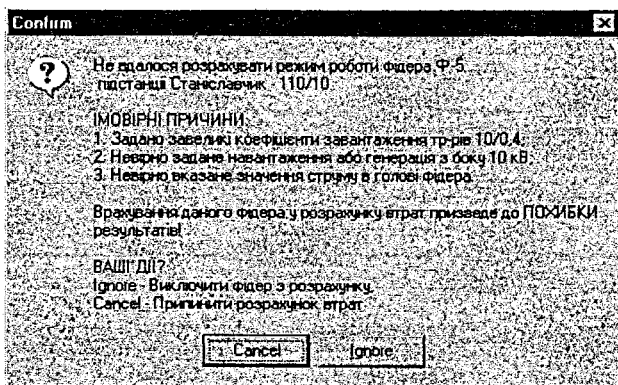
Рисунок 5.4 – Вікно розрахунку втрат потужності та електроенергії за часом втрат

На другому етапі тестування вхідних даних перевіряється коректність введення схеми розподільної мережі. Якщо помилок не виявлено, запускається модуль розрахунку втрат електроенергії, вікно якого має вигляд, поданий на рис. 5.4. У даному вікні відображається проходження процесу

розрахунку режиму мережі (або заданого її фрагменту). Якщо в результаті замикавання комутаційних апаратів утворюються замкнені контури, то у верхній частині вікна ілюструється проходження процесу розрахунку контурів.

Якщо розрахунок виконаний коректно, то у нижній частині вікна засвічується поле “Виконано”. У даному випадку закриття вікна “Розрахунок режиму” шляхом натискання кнопки “Готово” приводить до відкриття вікна результатів розрахунків, що буде описано далі.

Якщо розрахунок режиму не може бути виконаний, то видається повідомлення, яке містить інформацію відносно фідера, для якого не вдалося виконати розрахунок, та найбільш імовірні причини виникнення проблеми:



Натисненням кнопки “Ignore” даної форми можна виключити вказаний фідер з розрахунку, кнопка “Cancel” дозволяє припинити розрахунок. У цьому випадку у вікні розрахунку втрат електроенергії за часом втрат (рис. 5.4) засвічується панель “Не виконано”.

5.3 Розрахунок втрат електроенергії за заданим графіком навантаження

Для виконання розрахунків за графіком навантаження необхідною умовою є попереднє задання графіка навантаження за методикою, що описана вище. При цьому графіки навантаження для всіх підстанцій мають бути однакові за кількістю schoдинок.

Після вибору у вікні режимів розрахунку будь-якого розрахунку з групи “Розрахунок за графіком навантажень” (натискання відповідної кнопки), відкривається вікно, у якому ілюструється проходження процесу розрахунку за графіком. У разі вдалого завершення розрахунку натиснення кнопки “Завершити” викликає закриття даного вікна з переходом до пере-

гляду результатів розрахунку втрат електроенергії. Відображення результатів здійснюється таким чином, що користувач має змогу оцінити лише інтегральні показники по електричній мережі. Отримати детальнішу інформацію щодо втрат потужності на кожній сходинці графіку навантаження можна шляхом натиснення кнопки “Друкувати звіт” вікна розрахунку за графіком навантажень.

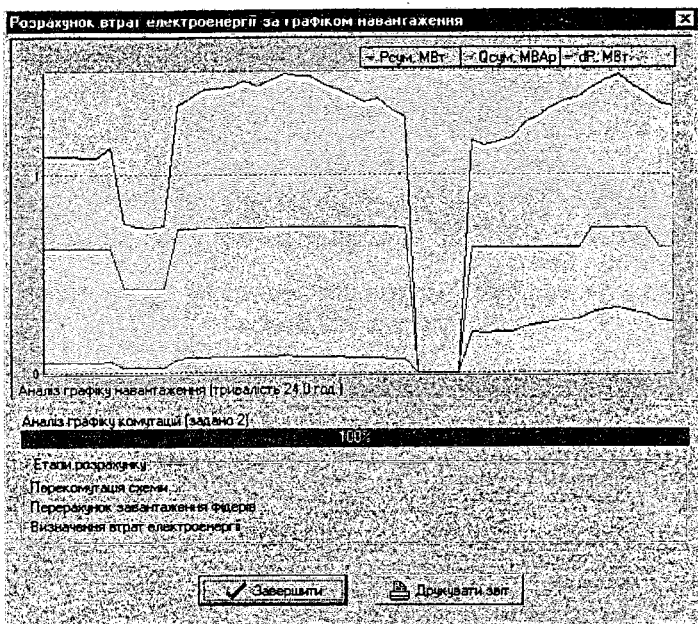


Рисунок 5.5 – Вікно розрахунку втрат потужності та електроенергії за графіком навантажень

У разі, якщо розрахунок було перервано через помилки у вхідних даних, видаються повідомлення про помилку (рис. 5.6 або рис. 5.7). Якщо на даній сходинці графіку навантаження завантаження деякого фідера настільки низьке, що не покриває втрат холостого ходу трансформаторів 10/0.4 кВ то видається повідомлення, зображене на рис. 5.6. Воно вказує на назву підстанції та фідера, у якому виникає помилка, та найбільш імовірні причини її появи. Якщо розрахунок режиму неможливий через надмірно високе завантаження фідерів, то видається повідомлення, подане на рис. 5.7. Воно вказує на назву підстанції та фідера, розрахунок якого не може бути виконаний, та найбільш імовірні причини появи даної проблеми.

При цьому необхідно звернути увагу на графік навантаження та комутатій, виправити помилки (надвеликі або замалі значення потужностей на-

вантаження підстанції тощо) та повторити розрахунок.

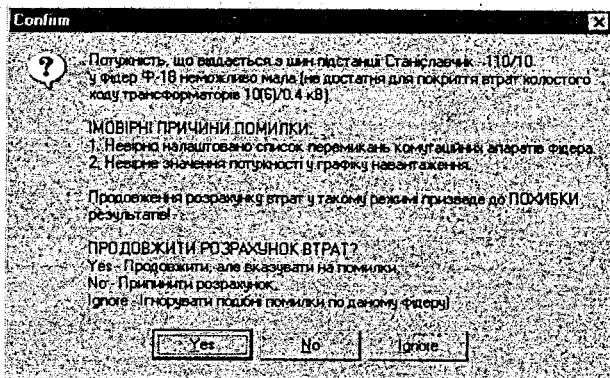


Рисунок 5.6 – Вікно повідомлення про неможливо низьке навантаження споживачів фідера

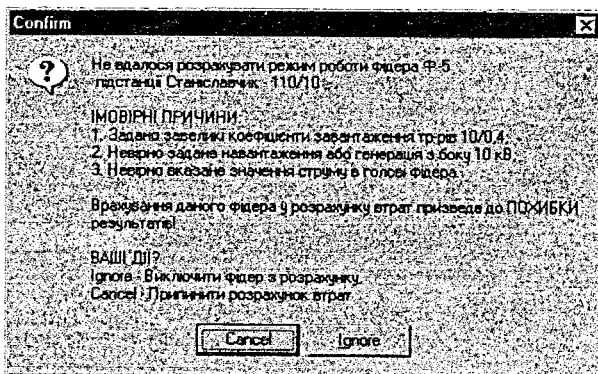


Рисунок 5.7 – Вікно повідомлення про неможливість виконання розрахунку режиму фідера

5.4 Аналіз ефективності компенсації реактивної потужності

5.4.1 Електричні мережі 10(6) кВ

Для проведення розрахунків з компенсації реактивної потужності, необхідно у головному вікні програми вибрати підстанцію та фідер, для яких буде здійснюватись розрахунок, а потім вибрати пункт меню "Розрахунок", підпункт "Компенсація реактивної потужності". На екрані з'явиться вікно, зображене на рис. 5.8.

У колонках "№ вузла" та "Тип тра-ра 10.0.4" з'являються відповідно номери всіх вузлів вибраного фідера та потужності встановлених у вузлах трансформаторів 10/0.4 кВ. **Увага! Вказана інформація у даному вікні програми редагуванню не підлягає. Для її зміни необхідно скористатись редактором схеми фідера.**

№ вузла	Тип тра-ра 10/0.4	Q _{ку} , кВАр
1		
2		
3		
4	ТМ-250/10	50.000
5	ТМ-400/10	
6	ТМ-250/10	25.000
7	ТМ-400/10	25.000
8		
9		

Рисунок 5.8 – Вікно програми, призначене для введення інформації про компенсуючі установки, встановлені у вузлах фідера

У колонці "Q_{ку}, кВАр" задають потужності компенсуючих установок (КУ), встановлених у відповідних вузлах 10 кВ фідера. Правильність введення інформації перевіряється перед закриттям вікна або перед проведенням розрахунків.

Увага! Введені потужності компенсуючих установок будуть враховуватись лише у даному блоці програми, призначеному для аналізу ефективності встановлення КУ і не враховуються у інших режимах розрахунку.

Для збереження введеної інформації у файлі початкових даних необхідно вийти до головного вікна програми та записати файл.

Для виходу у головне вікно програми необхідно натиснути кнопку

Для проведення аналізу ефективності встановлення компенсуючих установок необхідно у вікні, зображеному на рис. 5.8, натиснути кнопку "Розрахунок".

Програма виконує два послідовних розрахунки режиму: без врахування компенсуючих установок та з їх врахуванням. Результати розрахунку наводяться у вікні, зображеному на рис. 5.9.


У лівій колонці наводяться результати розрахунку без врахування компенсуючих установок, у правій – з врахуванням. У нижній частині вікна наводиться висновок про ефективність встановлення КУ. Можливі три

варіанти повідомлення:


1. "В результаті використання компенсуючих установок втрати потужності зменшились на ... %" – повідомлення свідчить про наявність ефекту від встановлення КУ.

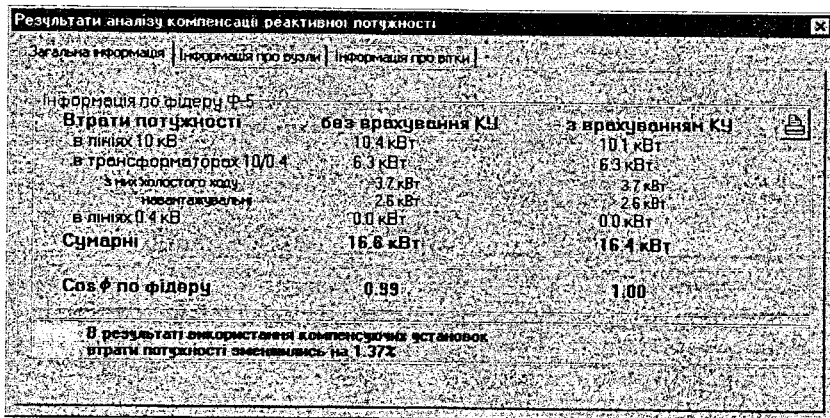
2. "Ефекту від використання компенсуючих установок не зафіксовано" – повідомлення видається за відсутності змін втрат потужності після врахування КУ.

3. "Зафіксовано перекомпенсацію реактивної потужності по фідеру. Втрати потужності збільшились на ... %" – повідомлення видається при збільшенні втрат потужності по фідеру після врахування КУ.

Для виведення на друк результатів розрахунку необхідно натиснути кнопку .

Для перегляду детальної інформації про вітки або вузли фідера необхідно вибрати відповідну вкладку вікна з результатами.

Для виходу у вікно з початковими даними необхідно натиснути кнопку .



Інформація по фідеру Ф-5	без врахування КУ	з врахуванням КУ
Втрати потужності в лініях 10 кВ	10.4 кВт	10.1 кВт
в трансформаторах 10/0.4	6.3 кВт	6.3 кВт
з нульового жоду	3.7 кВт	3.7 кВт
новонараховані	2.6 кВт	2.6 кВт
в лініях 0.4 кВ	0.0 кВт	0.0 кВт
Сумарні	16.6 кВт	16.4 кВт
Сос φ по фідеру	0.99	1.00


В результаті використання компенсуючих установок втрати потужності зменшились на 1.37%

Рисунок 5.9 – Результати аналізу ефективності встановлення компенсуючих установок

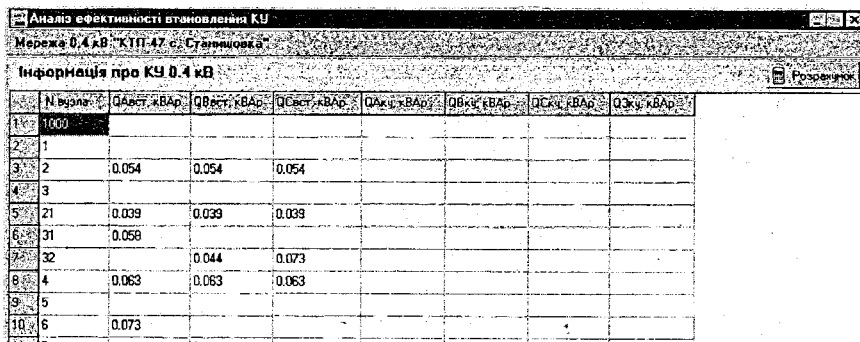
5.4.2 Електричні мережі 0.4 кВ

Для проведення розрахунків з перевірки ефективності компенсації реактивної потужності у ЕМ 0.4 кВ, необхідно у вікні редагування схеми фідера вибрати відповідну приєднану електричну мережу, натиснувши кнопку "Редактор схеми 0.4 кВ". При цьому з'являється вікно редактора схем 0.4 кВ, подане на рис. 4.15. Схему ЕМ 0.4 кВ можна завантажити також із головного меню програми, вибравши пункт "Розрахунок–Аналіз втрат в ЕМ 0.4 кВ – Відкрити наявну підбірку". При цьому з'являється стандарт-

ний діалог відкриття файлу з переліком наявних файлів, які містять схеми EM 0.4 кВ.

Після завантаження схеми у вікні редактора (рис. 4.15) необхідно вибрати пункт меню "Розрахунок – Електроощадні заходи – Компенсація реактивної потужності" або натиснути кнопку . На екрані з'явиться вікно, зображене на рис. 5.10.

У колонках "№ вузла", "Q_{авст}, кВАр", "Q_{вст}, кВАр", "Q_{свст}, кВАр" з'являються, відповідно, номери всіх вузлів вибраного фідера та розрахункові реактивні потужності навантаження по фазах. **Увага! Вказана інформація у даному вікні програми редагуванню не підлягає.** Для її зміни необхідно скористатись редактором схеми EM 0.4 кВ.




№ вузла	Q _{авст} , кВАр	Q _{вст} , кВАр	Q _{свст} , кВАр	Q _{акс} , кВАр	Q _{вкс} , кВАр	Q _{сакс} , кВАр	Q _{зкс} , кВАр
1	1000						
2	1						
3	2	0.054	0.054	0.054			
4	3						
5	21	0.039	0.039	0.039			
6	31	0.058					
7	32		0.044	0.073			
8	4	0.063	0.063	0.063			
9	5						
10	6	0.073					

Рисунок 5.10 – Вікно програми, призначене для введення інформації про компенсуючі установки в EM 0.4 кВ

У колонках "Q_{Аку}, кВАр", "Q_{Вку}, кВАр", "Q_{Ску}, кВАр", "Q_{Зку}, кВАр" задають потужності КУ, приєднаних, відповідно, до фаз А, В, С (однофазних) та трифазних КУ. Правильність введення інформації перевіряється перед закриттям вікна або перед проведенням розрахунків.

Увага! Введені потужності компенсуючих установок враховуються лише під час перевірки ефективності їх встановлення і не враховуються у інших режимах розрахунку.

Для збереження введеної інформації у файлі початкових даних, необхідно вийти до головного вікна редактора EM 0.4 кВ та записати файл.

Для виходу у головне вікно програми необхідно натиснути кнопку .

Для того, щоб проаналізувати ефективність встановлення компенсуючих установок необхідно у вікні, зображеному на рис. 5.10, натиснути кнопку "Розрахунок".

Програма виконує два послідовних розрахунки режиму: без урахування компенсуючих установок та з їх урахуванням. Результати розрахунку наводяться у вікні, зображеному на рис. 5.11.


Результати аналізу компенсації реактивної потужності			
Загальна інформація Інформація про вузли Інформація про вітки			
Втрати потужності в ЕМ 0.4 кВ КТП-47 с. Станішовка			
Втрати потужності	без врахування КУ	з врахуванням КУ	
Ч фази А	2 505 кВт	2 262 кВт	
Ч фази В	2 642 кВт	2 392 кВт	
Ч фази С	2 615 кВт	2 367 кВт	
Ч нейтралі	0 125 кВт	0 124 кВт	
Сумарні	7 887 кВт	7 145 кВт	
Втрати електроенергії в ЕМ 0.4 кВ КТП-47 с. Станішовка			
Втрати електроенергії	без врахування КУ	з врахуванням КУ	
Ч фази А	68 036 кВт год	61 447 кВт год	
Ч фази В	71 790 кВт год	64 970 кВт год	
Ч фази С	71 036 кВт год	64 293 кВт год	
Ч нейтралі	3 393 кВт год	3 377 кВт год	
Сумарні	214 245 кВт год	194 085 кВт год	
Сосф фази А	0 902	0 944	
Сосф фази В	0 903	0 944	
Сосф фази С	0 902	0 943	
В результаті використання компенсаючих установок втрати потужності зменшилися на 9 409%			


Рисунок 5.11 – Результати аналізу ефективності встановлення компенсуючих установок у ЕМ 0.4 кВ

У лівій колонці наводяться результати розрахунку без урахування компенсуючих установок, у правій – з врахуванням. У нижній частині вікна наводиться висновок про ефективність встановлення КУ. Можливі три варіанти повідомлення:


1. "В результаті використання компенсуючих установок втрати потужності зменшилися на ... %" – повідомлення свідчить про наявність ефекту від встановлення КУ.

2. "Ефекту від використання компенсуючих установок не зафіксовано" – повідомлення видається за відсутності змін втрат потужності після врахування КУ.

3. "Зафіксовано перекомпенсацію реактивної потужності по фідеру. Втрати потужності збільшилися на ... %" – повідомлення видається при збільшенні втрат потужності по фідеру після врахування КУ.

Для виведення на друк результатів розрахунку необхідно натиснути кнопку .

Для перегляду детальної інформації про вітки або вузли фідера необхідно вибрати відповідну вкладку вікна з результатами.

Для виходу у вікно з початковими даними необхідно натиснути кнопку .

6 АНАЛІЗ РЕЗУЛЬТАТІВ ВИЗНАЧЕННЯ ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ ТА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Кінцевою метою виконання розрахунків з визначення втрат потужності та електроенергії в розподільних мережах є, з одного боку, оцінка ефективності їх експлуатації, а з іншого – отримання вихідної інформації для планування та розробки електроощадних заходів. Враховуючи значну кількість центрів живлення, фідерів, ліній електропередач та понижувальних трансформаторних підстанцій однозначна оцінка структури втрат, а також інших показників, що характеризують якість експлуатації ЕМ без спеціальних програмних засобів є складною. Для розв'язання даної задачі розроблено графічні та аналітичні засоби, що істотно спрощують сприйняття спеціалістом експлуатуючої установи великих масивів числової інформації та допомагають йому у прийнятті рішень стосовно визначення потенційно "слабких місць" розподільних мереж.


Основними результатами розрахунків за допомогою даної програми є втрати потужності та електроенергії в заданій ЕМ або її фрагменту (рис. 6.1).



Втрати	потужності	електроенергії
в лініях 10 кВ	3.3 кВт	4342.3 кВт год
в трансформаторах 10/0.4	15.0 кВт	11235.1 кВт год
з неск холостого ходу	14.8 кВт	10996.3 кВт год
навантажувальні	0.2 кВт	238.7 кВт год
в лініях 0.4 кВ	1.5 кВт	1972.2 кВт год
Сумарні	19.0 кВт	17549.6 кВт год (10.18 %)

Рисунок 6.1 – Відображення результатів розрахунку втрат в ЕМ

Значення втрат структуруються за джерелами їх появи, тобто поділяються на втрати у ЛЕП, трансформаторах 10/0.4 кВ та мережах 0.4 кВ. У свою чергу з втрат у трансформаторах виділяються втрати холостого ходу та навантажувальні. Відповідно до вибраного режиму розрахунків, результати виводяться по вибраному фідеру, по вибраній підстанції, по всій мережі. Вибір необхідного фрагмента схеми (підстанції, фідера) виконується у головному вікні програми.

У режимі розрахунків "за графіком навантажень" розраховуються лише інтегральні показники. Результатами розрахунку є сумарні значення втрат електроенергії за весь звітний (заданий графіком) період, які, разом з тим, можуть бути структуровані за наведеним вище принципом. Крім того, існує можливість перегляду та друку результатів визначення втрат потужності в ЕМ на кожній сходинці сумарного графіка навантаження. Ініціалізація друку здійснюється за допомогою кнопок  на відповідних етапах

аналізу та виведення результатів.

У режимі розрахунків "за часом втрат" крім вищевказаного розраховуються напруги у вузлах схеми, втрати потужності та мінімальна напруга в мережах 0.4 кВ, що отримують живлення від понижувальних підстанцій (рис. 6.2), струми та втрати потужності у вітках ЕМ (рис. 6.3). Очевидно, що ручний аналіз такого переліку параметрів є практично неможливим.

Результати розрахунків за часом втрат - Підстанція: ПС-110/25

Загальна інформація		Інформація про вузли			Інформація про втрати					
№ вузла	Тип трансформатора	Ктр	Сект.	Резон. кВт	Qген, кВАр	Р6, Дм	U, кВ	dP, % кВт	U _{мін} , В	dU, % від Uн
10006	ТМ-400/10	25.00				0.094	10.48	0.26	415	9.2
10009							10.45			
10010							10.45			
10011	ТМ-160/10	25.00				0.134	10.45	0.06	415	9.3
10012							10.45			
10013							10.45			
10014	ТМ-250/10	25.00				0.084	10.45	0.09	416	9.4



Рисунок 6.2 – Відображення розрахункової інформації по вузлах ЕМ

Результати розрахунків за часом втрат - Підстанція: ПС-110/25

Загальна інформація		Інформація про втрати		Інформація про втрати	
Нісичка	Нкнція	Рпотужк, кВт	Рактив, кВт	dP, кВт	U, В
10000	10001	0.00	0.00	0.00	17.38
10001	10002	231.74	231.66	0.08	17.38
10002	10007	0.00	0.00	0.00	0.00
10007	10008	0.00	0.00	0.00	0.00
10002	10003	231.66	231.18	0.49	17.38
10003	10004	20.96	20.96	0.00	1.53

Рисунок 6.3 – Відображення розрахункової інформації по вітках ЕМ

6.1 Засоби аналізу показників якості експлуатації розподільних мереж

З метою спрощення аналізу результатів розрахунку втрат електроенергії в ЕМ та інших параметрів, що характеризують рівень технічного стану мереж та техніко-економічну ефективність їх експлуатації, розроблено модуль графічного (рис. 6.4) та детального чисельного (рис. 6.5) аналізу. Їх ініціалізація здійснюється з вікна відображення результатів розрахунку втрат (рис. 6.1) шляхом натиснення кнопок, відповідно  та .

Модуль графічного аналізу забезпечує можливість відображення:

– характеру розподілу втрат електроенергії та їх складових між живильними підстанціями розподільних мереж та окремими фідерами, що жив-

ляться від окремої підстанції;

– структури втрат електроенергії по ЕМ в цілому та окремих її фрагментах за причиною їх появи (втрат холостого ходу та навантажувальні), а також за місцем їх виявлення (втрати в лініях окремих класів номінальної напруги та трансформаторах);

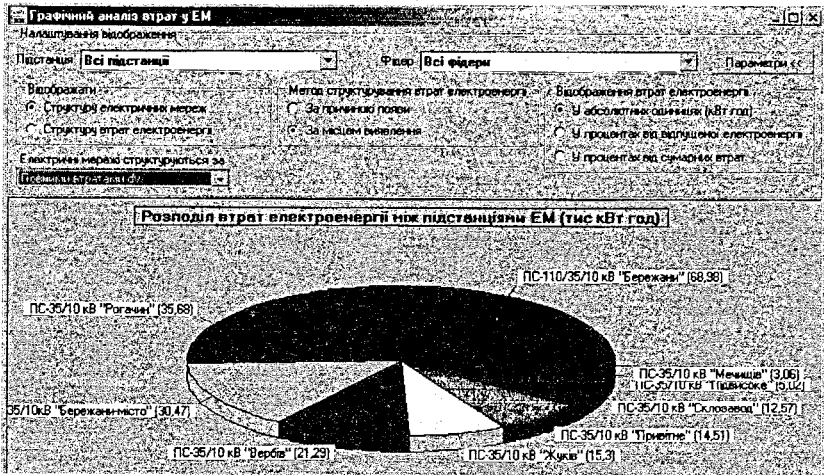


Рисунок 6.4 – Графічний аналіз втрат електроенергії в ЕМ

№п/п	Назва підстанції	Назва фідера	dW%, %
1	ПС-110/35/10 кВ "Бережани"	Ф-1	10,13
2	ПС-110/35/10 кВ "Бережани"	Ф-41	6,00
3	ПС-110/35/10 кВ "Бережани"	Ф-40	5,48
4	ПС-110/35/10 кВ "Бережани"	Ф-42	5,27
5	ПС-110/35/10 кВ "Бережани"	Ф-14	5,18
6	ПС-110/35/10 кВ "Бережани"	Ф-2	5,00
7	ПС-110/35/10 кВ "Бережани"	Ф-59	4,96
8	ПС-110/35/10 кВ "Бережани"	Ф-58	4,63

Рисунок 6.5 – Детальний аналіз втрат електроенергії в ЕМ (Критерій ранжування – відносні втрати електроенергії, %)

– характеру розподілу окремих складових втрат електроенергії як у абсолютних, так і у відносних одиницях.

Таким чином, для експлуатаційного персоналу забезпечується можли-

вість оцінки не тільки величини втрат, а й причин їх виявлення і планування на цих засадах заходів щодо їх зменшення.

Модуль детального чисельного аналізу забезпечує не тільки відображення, а й ранжування фрагментів та елементів розподільних мереж за цілим рядом показників, таких як:

- сумарні втрати електроенергії, кВт×год;
- відносні втрати електроенергії, %;
- сумарна довжина ЛЕП, км;
- встановлена потужність трансформаторів, кВА;
- втрати електроенергії в ЛЕП за класами напруги, кВт×год;
- втрати електроенергії в трансформаторах, кВт×год;
- втрати холостого ходу та навантажувальні, кВт×год;
- втрати потужності по ЛЕП, кВт;
- максимальна втрата напруги, кВ;
- максимальна відносна втрата напруги, %;
- втрати напруги по вузлах ЕМ, кВ;
- відносні втрати напруги по вузлах, %.

Застосування подібного набору показників технічного стану ЕМ та якості їх експлуатації протягом звітного періоду дозволяє оцінити роботу персоналу із забезпечення техніко-економічної ефективності процесу передачі та розподілу електроенергії, виявити слабкі ланки в розподільних мережах, які підлягають першочерговій реконструкції, визначити елементи основного обладнання, що підлягають заміні, а також місця встановлення нового обладнання з метою покращення умов експлуатації ЕМ та забезпечення встановленої якості електроенергії.

6.2 Приклад застосування засобів аналізу показників якості експлуатації розподільних мереж

У даному прикладі розглядається послідовність дій з визначення місця встановлення компенсатора реактивної потужності (КРП), що забезпечить максимальне зниження втрат електроенергії в ЕМ та компенсацію спаду напруги на шинах споживальних підстанцій.

1. Виходячи з (рис. 6.4) встановлення КРП доцільно виконати на одному з фідерів підстанції "Бережани", оскільки ЕМ, що живиться від неї, характеризується максимальними втратами електроенергії.

2. Фідер ЕМ для встановлення КРП вибирається, виходячи з розподілу втрат між фідерами підстанції "Бережани" (рис. 6.6), з чого виходить, що встановлювати пристрій доцільно на "Ф-42".

3. Для підтвердження попереднього висновку виконується ранжування фідерів ЕМ за величиною втрат електроенергії в ЛЕП (рис. 6.7), для компенсації яких і встановлюється КРП. Оскільки фідер "Ф-42" є першим у списку, то попереднє рішення є правильним.

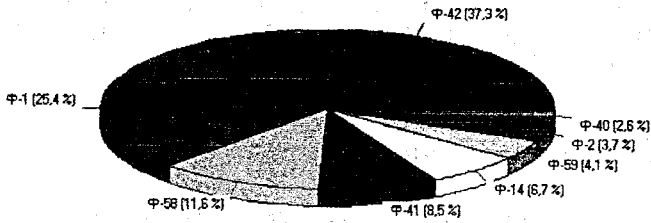


Рисунок 6.6 – Розподіл втрат між фідерами підстанції "Бережани"

Детальний аналіз результатів розрахунків втрат в ЕМ

Надлишкові витрати

Параметр: Втрати електроенергії в ЛЕП 10кВ, кВт год

Підстанція: Всі підстанції | Фідер: Всі фідери

Аналізувати на рівні підстанції

Виконати | Прогнозувати

№п/п	Назва підстанції	Назва фідера	dW пот, кВт год
1	ПС-110/35/10 кВ "Бережани"	Ф-42	11000.05
2	ПС-110/35/10 кВ "Бережани"	Ф-1	4342.28
3	ПС-35/10 кВ "Рогозея"	Ф-26	1872.16
4	ПС-110/35/10 кВ "Бережани"	Ф-41	1501.58
5	ПС-35/10 кВ "Вербів"	Ф-12	1295.19

Рисунок 6.7 – Результати ранжування фрагментів ЕМ

4. Вибирається споживальна підстанція фідера "Ф-42", на якій встановлення КРП буде найбільш ефективним з огляду на компенсацію спаду напруги, і, відповідно, втрат електроенергії. Для цього вузли фідера ранжуються за величиною відносної втрати напруги (рис. 6.8) і таким чином формується список найбільш перспективних підстанцій. Після врахування технічних можливостей та обмежень обирається остаточне місце встановлення.

Детальний аналіз результатів розрахунків втрат в ЕМ

Надлишкові витрати

Параметр: Відносні втрати напруги по вузлах, %

Підстанція: ПС-110/35/10 кВ "Бережани" | Фідер: Ф-42

Аналізувати на рівні підстанції

Виконати | Прогнозувати

№п/п	Назва підстанції	Назва фідера	Номер вузла	dU, %
1	ПС-110/35/10 кВ "Бережани"	Ф-42	42020	-1.56
2	ПС-110/35/10 кВ "Бережани"	Ф-42	42023	-1.56
3	ПС-110/35/10 кВ "Бережани"	Ф-42	42024	-1.56
4	ПС-110/35/10 кВ "Бережани"	Ф-42	42025	-1.56
5	ПС-110/35/10 кВ "Бережани"	Ф-42	42020	-1.54

Рисунок 6.8 – Результати ранжування вузлів ЕМ фідера "Ф-42"

7 АНАЛІЗ ЧУТЛИВОСТІ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ ТА ОЦІНКА ВІРОГІДНОСТІ РЕЗУЛЬТАТІВ РОЗРАХУНКУ

7.1 Аналіз чутливості втрат електроенергії до зміни навантаження

Висока складність розподільних мереж, особливо нижчих класів напруги, відсутність достовірної інформації про режимні параметри поточного стану ЕМ, низький рівень телеметрії та телемеханізації зумовлюють необхідність аналізу чутливості оптимальних рішень під час визначення та адаптації керувальних впливів.

Одним з параметрів, що визначає характер та величину втрат потужності та електроенергії, як показника якості експлуатації ЕМ, є значення потужностей навантаження споживачів. Враховуючи імовірнісний характер вказаного параметра та низький рівень інформаційного забезпечення для ЕМ нижчих класів напруги, формування рекомендацій стосовно ведення режиму має здійснюватися з урахуванням чутливості показника якості до можливих відхилень малодостовірних параметрів. Лише за такої умови може бути досягнуто достатньої ефективності керування режимом ЕМ у припустимих межах зміни його залежних параметрів.

Аналіз чутливості показника якості режиму роботи ЕМ від навантаження споживачів електроенергії виконується шляхом побудови графіка залежності відносних втрат електроенергії від середньозваженого коефіцієнта завантаження трансформаторів споживальних підстанцій. При цьому вважається, що коефіцієнти завантаження кожного з них близькі до середньозваженого по всій електричній мережі.

Для отримання вказаних залежностей необхідно натиснути кнопку **Тенденції** або в меню "Сервіс" вибрати пункт "Аналіз тенденцій – Структура вірогідних втрат". Після закінчення розрахунку, процес якого ілюструється індикатором процесу:



і може бути припинений натисненням відповідної кнопки, на екрані з'являється вікно графічної інтерпретації результатів (рис. 7.1). Як приклад наведено вказані залежності для електричних мереж 10-0.4 кВ одного з районів Тернопільської області. Як видно з рис. 7.1, 7.2 дані залежності мають три характерних зони:

- зона малих навантажень (0–15%), що характеризується значною чутливістю показника якості до зміни навантаження;
- зона середніх навантажень (15–40%), коли відносні втрати потужності майже не залежать від навантаження;
- зона значних навантажень (40–90%), коли чутливість розрахункової моделі значно підвищується.

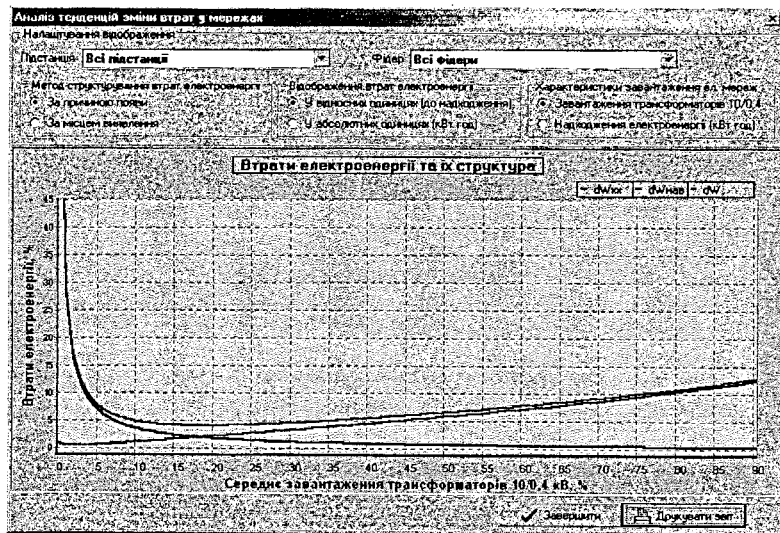


Рисунок 7.1 – Результати графічного аналізу для розподільної мережі з високою чутливістю втрат електроенергії до зміни навантаження

Очевидно, що впровадження заходів з оптимізації режиму роботи ЕМ в зоні малих навантажень є неефективним, оскільки втрати потужності та електроенергії в даному випадку зумовлені втратами холостого ходу трансформаторів споживальних підстанцій, тобто є умовно постійними. Виходячи з цього особливу увагу з огляду на чутливість показника якості привертає зона значних навантажень, де переважає навантажувальна складова втрат, яка може бути в значній мірі знижена за рахунок режимних заходів. Як видно з рис. 7.1, 7.2 характер залежності відносних втрат електроенергії від навантаження у вказаній зоні істотно відрізняється для різних електричних мереж.

Так, якщо для ЕМ району в цілому чутливість втрат до навантаження досить істотна (рис. 7.1), то для її фрагментів (рис 7.2) може спостерігатися протилежна картина, коли на всьому діапазоні навантаження відносні втрати змінюються неістотно.

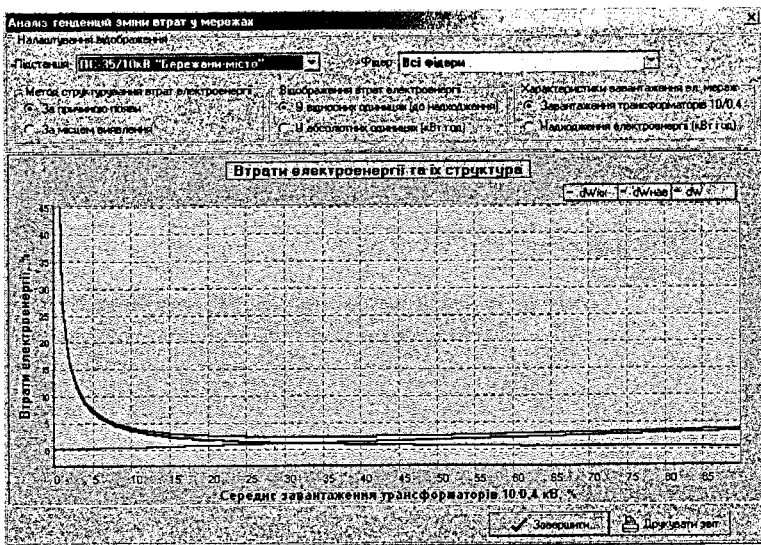


Рисунок 7.2 – Результати графічного аналізу для розподільної мережі з незначною чутливістю втрат електроенергії до зміни навантаження

Таким чином, аналіз вказаних залежностей дозволяє зробити висновки:

- відносно міри чутливості розрахункової моделі до змін навантаження ЕМ або можливих похибок в інформації про електроспоживання, а отже і адекватності рекомендацій щодо оптимального ведення режиму;
- про необхідність впровадження додаткових інформаційних засобів для уточнення поточного стану ЕМ.

7.2 Аналіз чутливості втрат електроенергії до характеру розподілу навантаження

Підвищення вірогідності і точності визначення втрат потужності та електроенергії, а отже, адекватності розрахункової моделі ЕМ може розглядатися у двох напрямках: підвищення кількості телевимірюваних споживачів та оптимальна розстановка засобів телеметрії [9]. Перший шлях, очевидно, пов'язаний з додатковими капіталовкладеннями, що погіршує техніко-економічні характеристики системи керування в цілому. Другий напрямок забезпечення повноти та точності телеінформації про поточний стан ЕМ дозволяє значно скоротити обсяг телевимірювань, і, разом з тим, забезпечити достатню точність визначення показників якості нормальних режимів електричних мереж.

З метою покращення техніко-економічних показників інформаційно-виміральної підсистеми, розстановка засобів телевимірювань має виконуватися з урахуванням характерних особливостей ЕМ, як об'єкта керування. Найпростіший шлях вдосконалення системи телевимірювань поточного стану ЕМ є встановлення засобів телеметрії на шинах найбільш потужних та відповідальних споживачів, а також групування однотипних споживачів електроенергії. Але такий підхід не завжди дає задовільні результати, оскільки не враховує ряд факторів, що характеризують якість передачі та розподілу електроенергії в ЕМ.

Як відомо, втрати електроенергії в ЕМ залежать, в основному, від:

- нормальної схеми ЕМ та її змін протягом звітного періоду;
- пасивних параметрів основного обладнання електричних мереж;
- величини та характеру сукупного навантаження ЕМ;
- характеру розподілу навантаження ЕМ між споживачами електричної енергії;
- точності вимірювання (отримання) параметрів режиму ЕМ.

Перші три фактори, враховуються на стадії створення базової та розрахункової моделей ЕМ, а також за рахунок аналізу чутливості до зміни навантаження. Для врахування останніх факторів було розроблено засоби аналізу чутливості втрат електроенергії в ЕМ до нерівномірності розподілу навантаження між споживачами (ТП 10(6)/0.4 кВ).

Аналіз чутливості втрат електроенергії в ЕМ до характеру розподілу навантаження в графічному середовищі виконується шляхом побудови зон імовірних втрат, що обмежуються залежностями відносних втрат електроенергії від середньозваженого коефіцієнта завантаження споживальних підстанцій за оптимального розподілу навантаження (нижня межа) та найгіршого розподілу навантаження (верхня межа) (рис. 7.3, 7.4). Оптимальним вважається розподіл, коли коефіцієнт завантаження трансформаторів споживальних підстанцій визначається відповідно до методу рівних приростів втрат потужності, а найгіршим – розподіл, пропорційний сумарним електричним відстаням від центрів живлення до шин споживачів.

Для виконання розрахунку зон вірогідних втрат (або зон невизначеності втрат електроенергії) необхідно вибрати у меню "Сервіс" пункт "Аналіз тенденцій зміни втрат – Зони вірогідних втрат". Після закінчення розрахунку, процес якого ілюструється індикатором процесу



і може бути припинений натисненням відповідної кнопки, на екрані з'являється вікно графічної інтерпретації результатів (рис. 7.3).

Для прикладу вказані зони вірогідних втрат було побудовано для реальних електричних мереж одного з районів Тернопільської області. Як видно з рис. 7.3, 7.4 величина зони для різних коефіцієнтів завантаження різна, але спостерігаються деякі характерні особливості. Так, в зоні незначних навантажень відносні втрати електроенергії майже не залежать від розподілу навантаження. Збільшення навантаження споживачів викликає підвищення чутливості втрат до характеру розподілу навантаження споживачів і похибка від неадекватності вихідних даних може бути співрозмірною з величиною втрат електроенергії, що є неприпустимим. Таким чином електричні мережі, для яких зона вірогідних втрат подібна до рис. 7.3 потребують впровадження додаткових технічних або організаційних заходів з удосконалення інформаційного забезпечення задачі аналізу станів ЕМ. Критерієм якості при цьому може бути площа зони вірогідних втрат.

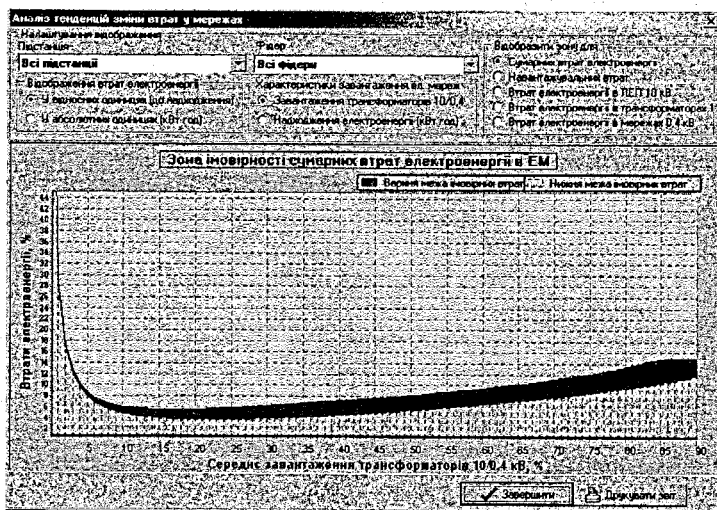


Рисунок 7.3 – Результати графічного аналізу для розподільної мережі з високою чутливістю втрат електроенергії до розподілу навантаження

Разом з тим, для значної кількості електричних мереж чутливість показника якості відповідає залежностям, подібним до рис. 7.4, з чого видно, що адекватність врахування розподілу навантаження споживачів майже не впливає на точність визначення втрат електроенергії на всьому діапазоні середньозважених коефіцієнтів завантаження. Отже, інформаційно-вимірювальна система для подібних ЕМ може бути значно спрощена за рахунок застосування групових пристроїв контролю електроспоживання, що

встановлюються в центрах живлення.

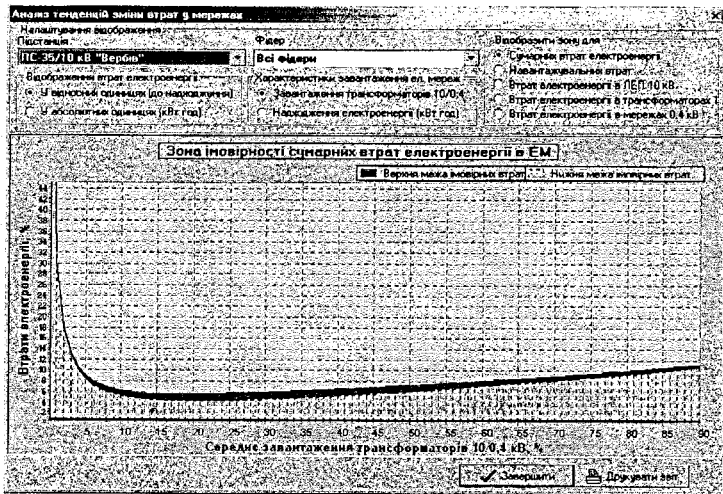


Рисунок 7.4 – Результати графічного аналізу для розподільної мережі з незначною чутливістю втрат електроенергії до розподілу навантаження

7.3 Аналіз вірогідності результатів визначення втрат електроенергії в ЕМ 10(6)/0.4 кВ

Для формування висновків а також організаційних та технічних заходів щодо ведення режиму ЕМ, зменшення технологічних витрат електроенергії необхідною умовою є оцінка адекватності результатів визначення технічних втрат електроенергії як вагової складової балансових втрат. Вказана характеристика може бути оцінена чисельно на основі визначення реальної похибки, що зумовлена недосконалістю інформаційної інфраструктури. Визначальним фактором є також вірогідність результатів розрахунків, тобто імовірності визначення втрат електроенергії в ЕМ із заданою точністю (наприклад, $\pm 5\%$).

Для задіяння процесу аналізу вірогідності визначення втрат електроенергії за звітний період для заданої ЕМ необхідно натиснути кнопку **Вірогідність** у головному вікні програми або у меню "Сервіс" обрати пункт "Аналіз вірогідності визначення втрат". При цьому на екрані з'являється вікно налагодження параметрів для проведення розрахунку (рис. 7.5).

Згідно із зазначеним вище похибка результатів розрахунку втрат електроенергії в ЕМ визначається, в основному, похибками фіксації режимних параметрів (з урахуванням їх усереднення за звітний період), а також неві-

значеністю розподілу відпущеної електроенергії між споживачами (ТП 10(6)/0.4 кВ). Виходячи з цього, для оцінювання вірогідності розрахункових втрат електроенергії необхідно вказати такі налагоджувальні параметри:

– максимальні похибки фіксації напруг та струмів вимірювальною системою технічного обліку, що встановлена на шинах 10(6) кВ підстанцій 110(35)/10(6) кВ з урахуванням їх усереднення за звітний період, часто ручного;

– мінімальне та максимальне, зафіксоване на основі контрольних замірів (досвіду експлуатації ЕМ), завантаження трансформаторів ТП 10(6)/0.4 кВ;

– необхідна або очікувана величина похибки визначення втрат електроенергії для заданої ЕМ за звітний період.

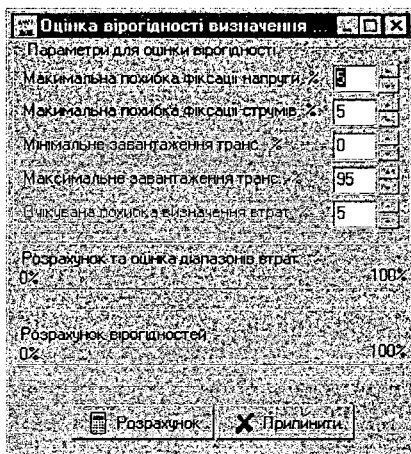


Рисунок 7.5 – Вікно налаштування процесу оцінки вірогідності результатів визначення втрат електроенергії в ЕМ 10(6)-0.4 кВ

Після закінчення введення та коригування вказаних параметрів для проведення аналітичних розрахунків необхідно натиснути кнопку "Розрахунок". Після їх завершення на екрані з'являється вікно результатів оцінки вірогідності та інтервалів невизначеності (див. п. 1.4) втрат електроенергії (рис. 7.6). Для прикладу на рис. 7.6 наведено результати аналізу вірогідності для реальної електричної мережі. Виходячи з результатів для заданої точності інформаційного забезпечення реально похибка визначення втрат електроенергії по ЕМ в цілому складає $\pm 9.2\%$, що істотно перевищує прийнятну для інженерних розрахунків точність $\pm 5\%$. Разом з тим, якщо, наприклад, за рахунок організаційно-технічних заходів зменшити похибки фіксації струмів та напруг на шинах живильних ТП з 5 до 2% (рис. 6.7), то

максимальна похибка визначення втрат зменшиться майже на 1%, а вірогідність зросте майже до 93%, що говорить про достатньо високу імовірність визначення втрат з заданою точністю 5%.

Результати оцінки вірогідності визначення втрат							
№	Шина (в/ст. 10(6)кВ)	Назва фідера	Wвтр, кВт.год	dW, кВт.год	dW, %	Вірогідність, %	Інтервал
1	ЕМ 10(6)/0.4 кВ	в шлюзу	341492.44	16811.47	4.92	88.88	± 9.20
2	Сигнал	в шлюзу	137462.44	6703.12	4.89	95.61	± 7.44
3	Сигнал	Ф-2	1523.01	405.55	26.63	99.90	± 0.32
4	Сигнал	Ф-4	13189.45	407.19	3.09	90.52	± 7.31
5	Сигнал	Ф-6	13676.91	601.35	4.40	95.84	± 7.36
6	Сигнал	Ф-8	14710.14	415.40	2.82	88.04	± 9.45
7	Сигнал	Ф-10	10715.24	1122.93	10.48	99.80	± 4.21
8	Сигнал	Ф-12	20620.47	692.48	3.36	99.90	± 3.63
9	Сигнал	Ф-20	3911.14	239.48	6.12	96.18	± 7.25
10	Сигнал	Ф-22	28827.36	1738.41	6.03	95.63	± 7.43
11	Сигнал	Ф-26	30288.72	1080.34	3.57	81.26	± 11.49
12	Глухів	в шлюзу	52696.87	2723.34	5.17	76.71	± 12.60
13	Глухів	Ф-4	9473.85	220.80	2.33	48.99	± 21.02

Рисунок 7.6 – Результати оцінки вірогідності розрахункових втрат електроенергії в ЕМ 10(6)-0.4 кВ

Результати оцінки вірогідності визначення втрат							
№	Шина (в/ст. 10(6)кВ)	Назва фідера	Wвтр, кВт.год	dW, кВт.год	dW, %	Вірогідність, %	Інтервал
1	ЕМ 10(6)/0.4 кВ	в шлюзу	341492.44	16811.47	4.92	92.36	± 8.29
2	Сигнал	в шлюзу	137462.44	6703.12	4.88	98.38	± 6.37
3	Сигнал	Ф-2	1523.01	405.55	26.63	99.90	± 0.28
4	Сигнал	Ф-4	13189.45	407.19	3.09	79.40	± 12.03
5	Сигнал	Ф-6	13676.91	601.35	4.40	97.80	± 6.64
6	Сигнал	Ф-8	14710.14	415.40	2.82	91.03	± 8.62
7	Сигнал	Ф-10	10715.24	1122.93	10.48	99.92	± 3.78
8	Сигнал	Ф-12	20620.47	692.48	3.36	99.90	± 2.92
9	Сигнал	Ф-20	3911.14	239.48	6.12	96.61	± 7.10
10	Сигнал	Ф-22	28827.36	1738.41	6.03	98.43	± 6.35
11	Сигнал	Ф-26	30288.72	1080.34	3.57	85.22	± 10.30
12	Глухів	в шлюзу	52696.87	2723.34	5.17	79.88	± 11.90
13	Глухів	Ф-4	9473.85	220.80	2.33	49.40	± 20.88

Рисунок 7.7 – Результати оцінки вірогідності розрахункових втрат електроенергії в ЕМ 10(6)-0.4 кВ (за зменшених похибок фіксації режимних параметрів)

Разом з тим, для окремих фідерів (Ф-4, "Глухівці") вказаних заходів недостатньо через високу чутливість втрат в них до характеру розподілу відпущеної електроенергії. Уточнення коефіцієнта завантаження одного трансформатора ТМ-400 вказаного фідера дозволяє зменшити максимальну похибку визначення втрат електроенергії для нього до $\pm 12.2\%$ і, таким чином, істотно підвищити адекватність оцінки балансу електроенергії.

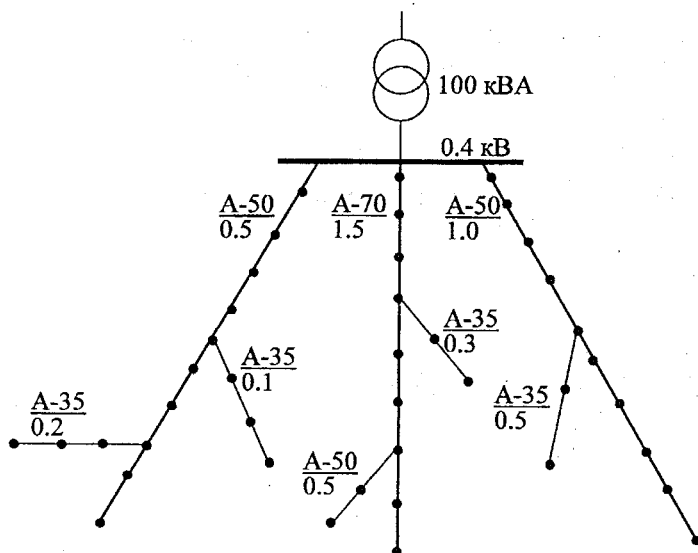
ЛІТЕРАТУРА

1. Инструкция по расчету и анализу технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. – М.: СПО «Союзтехэнерго», 1987.
2. Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. – М.: СПО «Союзтехэнерго», 1987.
3. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем / В.Э. Воротницкий, Ю.С. Железко, В.Н. Казанцев и др. – М.: Энергоатомиздат, 1983.
4. Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
5. Поспелов Г.Е., Сыч Н.М. Потери мощности и энергии в электрических сетях. – М.: Энергоатомиздат, 1981.
6. Экономия энергии в электрических сетях / И.И. Магда, С.Я. Меженный, В.Н. Сулейманов и др. – К.: Техніка, 1986.
7. Зниження втрат електроенергії у сільському господарстві / Бебко В.Г., Меженний С.Я., Стафійчук В.Г., Юрчук В.Ф. – Київ: Урожай, 1987.
8. Железко Ю.С. Методы расчета технических потерь электроэнергии в сетях 380/220 В // Электрические станции. – №1. – 2002. – С.14-20.
9. Красовський Ю.Л., Кулик В.В., Лежшок П.Д. Керування втратами електроенергії в розподільних мережах з використанням засобів АСКОВЕ // Вісник Харківського державного технічного університету сільського господарства. – 2003. – №9. – С. 99 – 107.

ДОДАТОК А

Приклад визначення еквівалентного опору мережі 0.4 кВ

На рисунку наведена схема мережі 0.4 кВ. На схемі нанесені марки проводів і довжини магістралей і відгалужень в км. Навантаження розподілене вздовж ліній приблизно рівномірно.



Для визначення еквівалентного опору застосуємо формулу (1.13):

$$R_{ек} = 32,25 k_L k_B k_N k_H \frac{\sum_{i=1}^N F_i L_i}{F_{\Sigma}^2}.$$

Визначаємо значення коефіцієнтів.

Коефіцієнт, який враховує тип навантаження. Навантаження розподілене вздовж лінії рівномірно, тому $d_p=1$. Отже

$$k_L = 1 - 0,63 d_p = 1 - 0,63 \cdot 1 = 0,37.$$

Коефіцієнт збільшення втрат в лінії з несиметричним навантаженням

$$k_H = 1,05 + 0,3 d_p = 1,05 + 0,3 \cdot 1 = 1,35.$$

Коефіцієнт, яким враховується те, що в відгалуженнях втрати суттєво менші ніж в магістралі.

Сумарна довжина відгалужень $L_B = 0,1 + 0,2 + 0,3 + 0,5 + 0,5 = 1,6$.

Сумарна довжина лінії разом з відгалуженнями

$$L_{\Sigma} = 1,6 + 0,5 + 1,5 + 1,0 = 4,6.$$

$$\text{Тоді } k_b = 1 - 0,95 \frac{L_b}{L_\Sigma} = 1 - 0,95 \cdot 1,6/4,6 = 1 - 0,33 = 0,66.$$

Коефіцієнт, яким враховується неоднаковість густини струму на головних ділянках різних ліній. Оскільки додаткова інформація про розподіл навантаження в головних ділянках відсутня, то приймаємо середнє значення

$$k_N = 1,1.$$

В схемі 2 групи ліній з різними перерізами головних ділянок, які живляться від даного РТ, тобто $N=2$. Тоді $\sum L_i F_i$ для:

$$F_1 = 70 - \sum L_1 F_1 = 1,5 \cdot 70 = 105 \text{ мм}^2 \cdot \text{км};$$

$$F_2 = 50 - \sum L_2 F_2 = (0,5 + 1,0) 50 = 75 \text{ мм}^2 \cdot \text{км};$$

Квадрат сумарних перерізів головних ділянок:

$$F_\Sigma^2 = (50 + 70 + 50)^2 = 28900 \text{ мм}^4.$$

$$\begin{aligned} \text{Таким чином } R_{\text{ек}} &= 32,25 k_L k_b k_N k_n \frac{\sum_{i=1}^N F_i L_i}{F_\Sigma^2} = \\ &= 32,25 \cdot 0,37 \cdot 0,66 \cdot 1,1 \cdot 1,35 (105 + 75) / 28900 = 0,0728 \text{ Ом}. \end{aligned}$$

ДОДАТОК Б

Повідомлення про помилки та попередження, які виникають під час роботи з програмою та шляхи їх усунення

Помилка чи попередження	Рекомендації щодо усунення
В початкові дані були внесені зміни. Записати файл початкових даних? <i>Попередження.</i>	Якщо зміни у початкових даних мають бути збережені у файлі, то необхідно відповісти "Так" (Yes), інакше "Ні" (No)
<i>Під час редагування параметрів підстанції</i>	
Невірне значення номера шин підстанції Має бути ціле число (наприклад 100) і цей номер не повинен збігатися з будь-яким з номерів вузлів, що входять до схеми підстанції	Коди шин підстанцій, як і інших вузлів схеми, мають бути цілими числами, тому для усунення даної помилки необхідно ввести коректне значення коду.
Відсутня назва підстанції. Введіть назву (наприклад "Західна")	Підстанція вважається заданою некоректно, якщо не задана її назва, тому її необхідно задати.
Неправильне значення напруги на шинах підстанції (має бути дійсне число, наприклад, 10.5)	Виникає, якщо значення напруги на шинах 10 кВ підстанції не було введене або було введене некоректно. Для виправлення необхідно задати вказане значення, використовуючи точку в якості роздільника цілої та дробової частини числа.
Неправильне значення коефіцієнта потужності ($\cos \phi$) на шинах підстанції. Має бути дійсне число (наприклад 0.9) або пуста комірка, якщо значення невідоме.	Виникає, якщо значення $\cos \phi$ на шинах 10 кВ підстанції було задано неправильно. Для виправлення необхідно задати вказане значення, використовуючи точку в якості роздільника цілої та дробової частини числа або не задавати його, якщо значення невідоме.
Неправильне значення часу втрат! Має бути дійсне число (наприклад 1.0) або пуста комірка, якщо розраховувати лише втрати потужності.	Виникає, якщо значення часу втрат для підстанції було задано неправильно. Для виправлення необхідно задати вказане значення, використовуючи точку в якості роздільника цілої та дробової частини числа або не задавати його, якщо значення невідоме.
Перед виходом із програми необхідно закінчити зміну інформації	Якщо програма знаходиться у режимі редагування вхідних даних, не можна припинити роботу з нею. Тому перед виходом необхідно вийти з режиму редагування, натиснувши відповідну кнопку у головному вікні.

Помилка чи попередження	Рекомендації щодо усунення
<i>Під час редагування графіка навантажень</i>	
Неправильне значення кількості діб графіка. Має бути ціле число в діапазоні від 0 до 31 (0 – якщо графік навантажень відсутній)	Програма розраховує на обробку графіка навантажень, максимальна тривалість якого складає 31 добу. Тому в результаті введення числа, більшого за 31, виникає помилка. Для усунення введіть кількість діб у діапазоні від 1 до 31, або 0 – якщо графік навантаження відсутній.
Неправильне значення активної потужності (має бути дійсне число, наприклад 100.0)	Виникає, якщо значення активної потужності на даній сходинці графіка було задано неправильно. Для виправлення необхідно задати вказане значення, використовуючи точку в якості роздільника цілої та дробової частини числа.
Неправильне значення реактивної потужності. Має бути дійсне число, наприклад 100.0 або пуста комірка, якщо значення невідоме.	Виникає, якщо значення реактивної потужності на даній сходинці графіка було задано неправильно. Для виправлення необхідно задати вказане значення, використовуючи точку в якості роздільника цілої та дробової частини числа, або не задавати його, якщо значення невідоме.
<i>Під час імпорту графіка навантажень з файлу</i>	
Задайте кількість діб!	Виникає, коли була спроба імпортувати графік навантажень з файлу, а кількість діб – 0. Для усунення необхідно задати таку кількість діб, яка є у файлі з графіком навантажень.
Неправильне значення кількості рядків! Має бути ціле число...	Виникає, коли задане неправильне значення номера рядка, з якого починати імпорт, або значення не задане. Для усунення необхідно задати ціле число.
Неправильне значення кількості рядків! Має бути ціле число...	Виникає, коли задане неправильне значення кількості рядків, які необхідно пропустити після кожного добового графіка, або це значення не задане. Для усунення необхідно задати ціле число.

Помилка чи попередження	Рекомендації щодо усунення
Неправильне значення початкової колонки активної потужності! Має бути ціле число...	<p>Виникає, коли задане неправильне значення номера колонки, з якої починається стовпець із даними про активну потужність, або це значення не задане.</p> <p>Для усунення необхідно задати ціле число.</p>
Неправильне значення кінцевої колонки активної потужності! Має бути ціле число...	<p>Виникає, коли задане неправильне значення номера колонки, якою закінчується стовпець із даними про активну потужність, або це значення не задане.</p> <p>Для усунення необхідно задати ціле число.</p>
Неправильне значення початкової колонки реактивної потужності! Має бути ціле число...	<p>Виникає, коли задане неправильне значення номера колонки, з якої починається стовпець із даними про реактивну потужність, або це значення не задане.</p> <p>Для усунення необхідно задати ціле число.</p>
Неправильне значення кінцевої колонки реактивної потужності! Має бути ціле число...	<p>Виникає, коли задане неправильне значення номера колонки, якою закінчується стовпець із даними про реактивну потужність, або це значення не задане.</p> <p>Для усунення необхідно задати ціле число.</p>
Кількість рядків заголовку більша, ніж кількість рядків файлу!	<p>Виникає, коли значення номера рядка, з якого починати імпорт графіка більше, ніж кількість рядків файлу з графіком навантажень.</p> <p>Для усунення необхідно переглянути файл з графіком навантажень, знайти у ньому рядок, з якого необхідно починати зчитування даних про активну та реактивну потужності і номер цього рядка записати у поле "Номер рядка, з якого починати імпорт"</p>
У файлі: ... в рядку ... у заданих позиціях відсутня інформація	<p>Виникає під час зчитування інформації з файлу з графіком навантажень. Причиною може бути помилка у файлі даних або неправильне налагодження параметрів імпорту, що призводить до зчитування із рядків, які не мають даних про активну чи реактивну потужності.</p> <p>Для усунення необхідно переглянути вказаний рядок файлу з графіком навантажень, впевнитись у відсутності у ньому помилок та впевнитись у правильності заданих значень параметрів імпорту.</p>

Помилка чи попередження	Рекомендації щодо усунення
<p>Помилка при зчитуванні активної потужності. Файл: ... рядок ...</p>	<p>Виникає під час зчитування значення активної потужності з файлу з графіком навантажень. Причиною може бути помилка у файлі даних або неправильне налагодження параметрів імпорту, що призводить до зчитування із рядків, які не містять значення активної потужності у позиціях, що знаходяться між заданими при налагодженні колонками.</p> <p>Для усунення необхідно переглянути вказаний рядок файлу з графіком навантажень, впевнитись у відсутності в ньому помилок у значенні активної потужності та впевнитись у правильності заданих значень початкової та кінцевої колонок при налагодженні імпорту.</p>
<p>Помилка при зчитуванні реактивної потужності. Файл: ... рядок ...</p>	<p>Виникає під час зчитування значення реактивної потужності з файлу з графіком навантажень. Причиною може бути помилка у файлі даних або невірне налагодження параметрів імпорту.</p> <p>Для усунення необхідно переглянути вказаний рядок файлу з графіком навантажень, впевнитись у відсутності в ньому помилок у значенні активної потужності та впевнитись у правильності заданих значень початкової та кінцевої колонок при налагодженні імпорту.</p>
<p>Досягнуто кінця файлу Опрацьовано лише ... діб.</p>	<p>Виникає, коли задане у програмі значення кількості діб графіка перевищує фактично наявну кількість діб у файлі з графіком навантажень або невірно задане значення номера рядка, з якого починати імпорт.</p> <p>Для усунення необхідно переглянути файл з графіком навантажень і задати таку кількість діб, яка фактично наявна у файлі з графіком навантажень, а на етапі налагодження параметрів імпорту впевнитись у правильності заданого номера рядка, з якого починати імпорт.</p> <p>Оскільки значення активної і реактивної потужності із зчитаних до моменту виникнення помилки сходинок графіка навантажень у програмі зберігаються, то можливе коригування кількості діб без повторного імпорту файлу.</p>

Помилка чи попередження	Рекомендації щодо усунення
<i>Під час редагування параметрів фідерів вибраної підстанції</i>	
Спочатку виберіть підстанцію або введіть всі її параметри.	<p>Виникає, якщо була спроба увійти в режим редагування фідерів неіснуючої підстанції.</p> <p>Для усунення спочатку необхідно ввести інформацію про підстанцію, встановити на ній курсор, а потім переходити до редагування фідерів.</p>
Неправильне значення струму на фідері (має бути дійсне число, наприклад 100.35)	<p>Виникає, якщо на момент виходу з режиму редагування фідерів значення струму в головній ділянці фідера було не задане або задане невірно.</p> <p>Для виправлення необхідно задати вказане значення, використовуючи точку в якості роздільника цілої та дробової частини числа.</p>
Перед виходом із програми необхідно закінчити зміну інформації	<p>Виникає, якщо на момент виходу з програми вона знаходиться в режимі редагування фідерів.</p> <p>Для усунення необхідно перед виходом з програми припинити режим редагування.</p>
<i>Під час редагування параметрів віток та вузлів вибраного фідера</i>	
Спочатку необхідно задати параметри фідера	<p>Виникає, якщо була спроба вийти в режим редагування схеми неіснуючого фідера.</p> <p>Для усунення спочатку необхідно ввести інформацію про фідер, встановити на ній курсор, а потім переходити до редагування схеми.</p>
Відсутня база параметрів трансформаторів	<p>Виникає, якщо у каталозі програми не знайдено файлу з базою даних трансформаторів 10/0.4 кВ.</p> <p>Для усунення необхідно перевстановити програму з інсталяційної дискети або звернутися до розробника.</p>
Відсутня база параметрів ЛЕП !	<p>Виникає, якщо у каталозі програми не знайдено файлу з базою даних марок проводів ЛЕП.</p> <p>Для усунення необхідно перевстановити програму з інсталяційної дискети або звернутися до розробника.</p>

Помилка чи попередження	Рекомендації щодо усунення
Неправильне значення номера вузла початку вітки (має бути ціле число, наприклад 100)	Виникає, якщо на момент виходу з режиму редагування схеми фідера значення номера вузла задане неправильно. Для виправлення необхідно задати вказане значення як ціле число у діапазоні від 1 до 64000.
Неправильне значення номера вузла кінця вітки (має бути ціле число, наприклад 100)	Виникає, якщо на момент виходу з режиму редагування схеми фідера значення номера вузла задане неправильно. Для виправлення необхідно задати вказане значення як ціле число у діапазоні від 1 до 64000.
Неправильне значення типу вітки! Має бути 1 або 2 (1 – Лінія; 2 – Роз'єднувач)	Виникає, якщо на момент виходу з режиму редагування схеми фідера значення типу лінії було задане неправильно. Для виправлення необхідно задати як тип лінії 1, якщо це ЛЕП, або 2, якщо це роз'єднувач.
У базі даних відсутні параметри для "марка проводу". Виберіть марку проводу з доступного переліку	Виникає в момент виходу з режиму редагування, якщо після попереднього редагування та збереження схеми мережі було виконано редагування бази даних марок проводів ЛЕП, в результаті якого проводи, використані у схемі були видалені або їх марку було змінено. Для усунення необхідно у режимі редагування схеми перевибрати марки проводів ЛЕП, використовуючи оновлену базу даних.
Неправильне значення довжини лінії (має бути дійсне число, наприклад 19.74)	Виникає, якщо на момент виходу з режиму редагування схеми фідера значення довжини лінії було не задане або задане неправильно. Для виправлення необхідно задати вказане значення, використовуючи точку в якості роздільника цілої та дробової частини числа.
Неправильне значення стану роз'єднувача! Має бути 1 або 0 (1 – увімкнений; 0 – вимкнений)	Виникає, якщо на момент виходу з режиму редагування схеми фідера значення стану комутаційного апарата було задане неправильно. Для виправлення необхідно задати 1, якщо увімкнений, або 0, якщо вимкнений.

Помилка чи попередження	Рекомендації щодо усунення
Неправильне значення номера вузла (має бути ціле число, наприклад 100)	<p>Виникає, якщо на момент виходу з режиму редагування схеми фідера значення номера вузла задане неправильно.</p> <p>Для виправлення необхідно задати вказане значення як ціле число.</p>
У базі даних відсутні параметри для "марка трансформатора". Виберіть тип трансформатора з доступного переліку	<p>Виникає в момент виходу з режиму редагування, якщо після попереднього редагування та збереження схеми мережі було виконано редагування бази даних трансформаторів 10/0.4 кВ, в результаті якого трансформатори, використані у схемі, були видалені або їх марку було змінено.</p> <p>Для усунення необхідно у режимі редагування схеми перевибрати типи трансформаторів, використовуючи оновлену базу даних.</p>
Неправильне значення коефіцієнта завантаження! Має бути дійсне число (наприклад, 0.51) або пуста комірка, якщо коефіцієнт завантаження невідомий	<p>Виникає, якщо на момент виходу з режиму редагування схеми фідера значення коефіцієнта завантаження було задане невірно.</p> <p>Для виправлення необхідно задати вказане значення, використовуючи точку в якості роздільника цілої та дробової частини числа, або не задавати, якщо значення відсутнє.</p>
Не заданий тип трансформатора. Необхідно вибрати тип трансформатора або видалити значення коефіцієнта завантаження	<p>Виникає, якщо для вказаного вузла було задано коефіцієнт завантаження трансформатора, але не задано його марку.</p> <p>Для виправлення необхідно задати марку трансформатора або видалити значення коефіцієнта завантаження.</p>
Невірне значення активної потужності, що генерується! Має бути дійсне число (наприклад 50.0), або пуста комірка, якщо у вузлі відсутня потужність, що генерується	<p>Виникає, якщо значення активної потужності даного вузла було задане неправильно.</p> <p>Для виправлення необхідно задати вказане значення, використовуючи точку в якості роздільника цілої та дробової частини числа, або не задавати, якщо значення відсутнє.</p>

Помилка чи попередження	Рекомендації щодо усунення
<p>Неправильне значення реактивної потужності, що генерується! Має бути дійсне число (наприклад 50.0) або пуста комірка, якщо у вузлі відсутня потужність, що генерується</p>	<p>Виникає, якщо значення реактивної потужності даного вузла було задане неправильно.</p> <p>Для виправлення необхідно задати вказане значення, використовуючи точку в якості роздільника цілої та дробової частини числа, або не задавати, якщо значення відсутнє.</p>
<p>Неправильне значення еквівалентного опору мережі 0.4 кВ! Має бути дійсне число (наприклад 1.03) або пуста комірка, якщо еквівалентний опір не відомий</p>	<p>Виникає, якщо значення еквівалентного опору даного вузла було задане неправильно.</p> <p>Для виправлення необхідно задати вказане значення, використовуючи точку в якості роздільника цілої та дробової частини числа, або не задавати, якщо значення відсутнє.</p>
<p>Не заданий тип трансформатора 10/0.4. Необхідно вибрати тип трансформатора або знищити значення еквівалентного опору мережі 0.4 кВ</p>	<p>Виникає, якщо для вказаного вузла було задано еквівалентний опір мережі 0.4 кВ, але не задано марку трансформатора 10/0.4 кВ.</p> <p>Для виправлення необхідно задати марку трансформатора або видалити значення еквівалентного опору мережі 0.4 кВ.</p>
<p><i>Під час аналізу схеми мережі</i></p>	
<p>Відсутня інформація про схему мережі!</p>	<p>Виникає, якщо виконано спробу аналізу неіснуючої мережі.</p> <p>Для усунення необхідно перед виконанням аналізу мережі ввести її схему та параметри (підстанції, фідери, схеми фідерів) або зчитати схему з файлу даних.</p>
<p>Інші помилки, що виникають на етапі аналізу схеми та шляхи їх усунення виводяться у вікні "Аналіз схеми ..." програми діагностики.</p>	

Помилка чи попередження	Рекомендації щодо усунення
<i>Під час проведення розрахунку</i>	
Відсутня інформація про схему мережі!	<p>Виникає, якщо виконано спробу запустити розрахунок параметрів неіснуючої мережі.</p> <p>Для усунення необхідно перед виконанням розрахунків мережі ввести її схему та параметри (підстанції, фідери, схеми фідерів) або зчитати схему з файлу даних.</p>
Відсутня інформація про вибрану підстанцію!	<p>Виникає, якщо виконано спробу запустити розрахунок параметрів неописаної підстанції.</p> <p>Для усунення необхідно перед виконанням розрахунків мережі вибрати із списку підстанцій ту, параметри якої необхідно визначити.</p>
Відсутня інформація про фідери вибраної підстанції!	<p>Виникає, якщо виконано спробу запустити розрахунок параметрів підстанції, для якої не описано приєднані фідери.</p> <p>Для усунення необхідно перед виконанням розрахунків по підстанції задати параметри її фідерів.</p>
Відсутня інформація про вибраний фідер!	<p>Виникає, якщо виконано спробу запустити розрахунок параметрів неописаного фідера.</p> <p>Для усунення необхідно перед виконанням розрахунків мережі вибрати із списку фідерів той, параметри якого необхідно визначити.</p>
Відсутня інформація про вітки або вузли вибраного фідера	<p>Виникає, якщо виконано спробу запустити розрахунок параметрів фідера схема якого не була описана.</p> <p>Для усунення необхідно перед виконанням розрахунків по фідеру задати параметри його схеми.</p>
Для розрахунку всієї мережі за графіками навантажень необхідно щоб кількість сходинок графіків була однаковою для всіх підстанцій мережі.	<p>Виникає, якщо виконано спробу провести розрахунок всієї мережі за графіками навантажень і при цьому кількість сходинок графіків для різних підстанцій відрізняється або графіки для окремих підстанцій не задані.</p> <p>Для усунення необхідно, якщо це можливо, задати графіки для підстанцій з однаковою кількістю сходинок або виконати розрахунки для кожної підстанції окремо, якщо для частини підстанцій інформація про графіки навантажень недоступна.</p>

Помилка чи попередження	Рекомендації щодо усунення
<p>Відсутня інформація про вітки або вузли "Підстанція: назва підстанції", "Фідер: назва фідера". Для вказаного фідера розрахунок виконуватись не буде.</p> <p><i>Попередження.</i></p>	<p>Виникає, якщо виконано спробу провести розрахунок всієї мережі або окремої підстанції, і при цьому не описано схему одного з фідерів.</p> <p>Програма автоматично вилучає неописаний фідер з розрахунку. Для усунення даного повідомлення необхідно описати схему даного фідера.</p>
<p>Помилка в початкових даних "Підстанція: назва підстанції", "Фідер: назва фідера". Необхідно переглянути введені коефіцієнти завантаження, оскільки потужність, що споживається, перевищує потужність, що віддається з шин підстанції.</p>	<p>Виникає, якщо при виконанні опису вузлів споживання схеми фідера введено нереальні коефіцієнти завантаження трансформаторів 10/0.4 кВ або нереальне значення струму в голові фідера, тобто електроенергія, що споживається лише трансформаторами з заданими коефіцієнтами завантаження, перевищує віддану з шин підстанції.</p> <p>Для виправлення необхідно збільшити значення струму в голові фідера або зменшити задані коефіцієнти завантаження трансформаторів.</p>
<p>Помилка в початкових даних "Підстанція: назва підстанції", "Фідер: назва фідера". Необхідно зменшити значення струму в головній частині фідера, оскільки він перевищує максимально допустимий струм споживання</p>	<p>Виникає, якщо при виконанні опису фідера введено нереальне значення струму в головній частині фідера, тобто електроенергія, що віддається з шин підстанції, не може бути спожита навіть при перевантаженні всіх трансформаторів, для яких не задано коефіцієнт завантаження.</p> <p>Для виправлення необхідно зменшити значення струму в голові фідера або збільшити задані коефіцієнти завантаження трансформаторів.</p>
<p><i>Під час редагування бази параметрів трансформаторів</i></p>	
<p>Відсутня база параметрів трансформаторів. Створити нову базу?</p>	<p>Виникає, якщо програмі не вдалося знайти файл з базою даних трансформаторів.</p> <p>Для створення нового, порожнього файлу необхідно відповісти "Так" (Yes), у іншому випадку "Ні" (No). У цьому випадку необхідно повторно виконати встановлення програми.</p>

Помилка чи попередження	Рекомендації щодо усунення
Відсутній тип трансформатора. Введіть тип (наприклад, ТМ-1000/10)	Виникає, якщо були введені параметри нового трансформатора, але не було введено його тип. Для виправлення необхідно ввести тип трансформатора, що вноситься у базу.
Неправильне значення потужності трансформатора (має бути дійсне число, наприклад, 1000)	Виникає, якщо значення номінальної потужності трансформатора, що вноситься у базу, було задане неправильно. Для виправлення необхідно задати вказане значення, використовуючи кнопку в якості роздільника цілої та дробової частини числа.
Неправильне значення втрат холостого ходу трансформатора (має бути дійсне число, наприклад, 2.45)	Виникає, якщо значення втрат холостого ходу трансформатора було задане неправильно. Для виправлення необхідно задати вказане значення, використовуючи кнопку в якості роздільника цілої та дробової частини числа.
Неправильне значення втрат короткого замикання трансформатора (має бути дійсне число, наприклад, 11.6)	Виникає, якщо значення втрат короткого замикання трансформатора було задане неправильно. Для виправлення необхідно задати вказане значення, використовуючи кнопку в якості роздільника цілої та дробової частини числа.
В базу параметрів трансформаторів були внесені зміни. Записати базу? <i>Попередження.</i>	Попередження виникає при закритті редактора бази даних трансформаторів, якщо у базу було внесено зміни. Якщо зміни внесені вірно, необхідно відповісти "Так" (Yes), інакше – "Ні" (No).
<i>Під час редагування бази параметрів ЛЕП</i>	
Відсутня база параметрів ЛЕП! Створити нову базу?	Виникає у випадку випадкового псування або знищення файлу з базою параметрів ЛЕП. Для продовження роботи з програмою необхідно натиснути кнопку "Yes" та ввести нову базу параметрів ЛЕП, або переустановити програму.

Помилка чи попередження	Рекомендації щодо усунення
Відсутня марка проводу. Введіть марку (наприклад, АС-35)	<p>Виникає у випадку відсутності марки проводу, але за наявності інших його параметрів.</p> <p>Для усунення необхідно у вказаній курсором комірці задати марку проводу, або видалити значення його параметрів, якщо вони були введені помилково.</p>
Невірне значення R_0 (має бути дійсне число, наприклад, 0.91)	<p>Виникає у випадку відсутності значення R_0 проводу за наявності інших його параметрів.</p> <p>Для усунення необхідно у вказаній курсором комірці задати значення R_0 проводу, або видалити інші його параметри, якщо вони були введені помилково.</p>
Неправильне значення X_0 (має бути дійсне число, наприклад, 0.385)	<p>Виникає у випадку відсутності значення X_0 проводу за наявності інших його параметрів.</p> <p>Для усунення необхідно у вказаній курсором комірці задати значення X_0 проводу або видалити його інші параметри, якщо вони були введені помилково.</p>
В базу параметрів ЛЕП були внесені зміни. Записати базу? <i>Попередження.</i>	<p>Виникає при закритті вікна редагування бази параметрів ЛЕП.</p> <p>Натисніть кнопку "Yes" для запису змін або "No" для виходу із режиму редагування бази без запису внесених змін.</p>

Навчальне видання

**Петро Дем'янович Лежнюк
Володимир Володимирович Кулик
Костянтин Іванович Кравцов**

ВИЗНАЧЕННЯ ТА АНАЛІЗ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ

Навчальний посібник

Оригінал-макет підготовлено авторами
Редактор Т.О. Старічек

Науково-методичний відділ ВНТУ
Свідоцтво Держкомінформу України
серія ДК №746 від 25.12.2001
21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95, ВДТУ

Підписано до друку 24.01.2007 р.
Формат 29,7x42 ¼
Друк різнографічний
Тираж 75 прим.
Зам.№ 2007 - 008

Гарнітура Times New Roman
Папір офсетний
Ум. друк. арк. 5.2

Віддруковано в комп'ютерному інформаційно-видавничому центрі
Вінницького національного технічного університету
Свідоцтво Держкомінформу України
серія ДК №746 від 25.12.2001 р.
21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95, ВДТУ